

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA MECÂNICA**

Franciene Izis Pacheco de Sá

**EFEITO DA ESTEIRA DE AEROGERADORES SOBRE  
A PRODUÇÃO DO PARQUE EÓLICO DE BEBERIBE**

Florianópolis  
2015





Franciene Izis Pacheco de Sá

**EFEITO DA ESTEIRA DE AEROGERADORES SOBRE  
A PRODUÇÃO DO PARQUE EÓLICO DE BEBERIBE**

Dissertação submetida ao Programa de  
Pós-Graduação em Engenharia Mecâ-  
nica da Universidade Federal de Santa  
Catarina para a obtenção do Grau de  
Mestre em Engenharia Mecânica.  
Orientador: Prof. Dr. Júlio César Passos  
Coorientador: Prof. Reinaldo Hass

Florianópolis  
2015

Catologação na fonte elaborada pela biblioteca da  
Universidade Federal de Santa Catarina

A ficha catalográfica é confeccionada pela Biblioteca Central.

Tamanho: 7cm x 12 cm

Fonte: Times New Roman 9,5

Maiores informações em:

<http://www.bu.ufsc.br/design/Catalogacao.html>

Franciene Izis Pacheco de Sá

**Efeito da esteira de aerogeradores sobre a produção do parque  
eólico de Beberibe**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia Mecânica**, especialidade Engenharia e Ciências Térmicas, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 21 de julho de 2015

---

**Prof. Armando Albertazzi Gonçalves Junior, Dr.Eng.**  
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Mecânica

**Banca examinadora:**

---

**Prof. Júlio César Passos, Dr.**  
Presidente – Orientador  
UFSC

---

**Prof<sup>ª</sup>. Adriane Prisco  
Petry, Dr<sup>a</sup>.**  
UFRGS

---

**Prof. César José  
Deschamps, Dr.**  
UFSC

---

**Prof. Felipe Mendonça  
Pimenta, Dr.**  
UFSC



*A toda a minha família, em especial  
a minha mãe e minha vó (in memoriam),  
e a todos que me ajudaram nesta caminhada.*



## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por toda a força e graças concebidas ao longa desta caminhada.

Em segundo lugar a minha família, em especial a minha mãe, por todo o apoio, carinho e compreensão nas ausências.

Em terceiro lugar, ao meu orientador por ter aceito o desafio e acredito em mim. Bem como ao pessoal do projeto de energia eólica e o Frederico da Tractebel que me ensinou os conhecimentos nesta área.

E por último, mas não menos importante, aos meus amigos de laboratório: Alexandre Bittencourt, Andrés Sarmiento, Juan Pablo Flores, Marcus Morteau, Luis Betancur, Gustavo Verdieri e Tiago Alvarenga. Em especial ao Caluga, Felipe Battisti, João Pozzobon, João Bim, Nelson Londoño, por toda a ajuda dada, pois sem vocês este trabalho não teria sido o mesmo.

A todas as pessoas que diretamente ou indiretamente me ajudaram nesta caminhada, fica aqui o meu muito obrigada!





## RESUMO

A capacidade instalada da energia eólica, no Brasil e no mundo, vem aumentando a cada ano e, com isso, são necessários procedimentos de verificação da produção de energia de parques eólicos, com o intuito de quantificar se o que foi proposto está sendo entregue e como está o rendimento do parque. Por causa do alto custo de investimento, nem sempre é possível se ter uma torre anemométrica nos parques e, por isso, realizar a medição de acordo com a norma IEC 61400-12-1. Como alternativa para esta situação e pelo fato do parque eólico de Beberibe possuir apenas uma torre para 32 aerogeradores, o presente trabalho avalia a aplicação da função de transferência da velocidade do vento da nacela no cálculo da produção anual de energia e do fator de capacidade do parque. Também foram investigados quais os fatores, como velocidade e direção do vento, que mais influenciam na geração do parque. Os dados reais de velocidade e produção foram comparados com os calculados por meio do software WAsP. Por meio dos dados reais e das simulações, observou-se que alguns aerogeradores do parque possuíam produção abaixo da média deste, devido ao fato de trabalharem na esteira de aerogeradores vizinhos. Então, foram estudados e simulados alguns novos *layouts* e novos aerogeradores para o parque de Beberibe, com o objetivo de se obter uma produção anual igual ou superior à atual com menor número de aerogeradores, através de uma melhora na disposição dos mesmos. Com isso, conseguiu-se reduzir o percentual de perdas por esteiras simuladas de 7,1% para 1,8% com uma das sugestões de *layout*.

**Palavras-chave:** Energia eólica, função de transferência, produção anual de energia, fator de capacidade, simulação WAsP.



## ABSTRACT

The installed capacity of wind power in Brazil and in the world is increasing every year and, procedures are necessary for verifying the energy production of wind farms. Because of the high cost of investment, is not always possible to have a meteorological mast in the wind farm and, therefore, to measure according to IEC 61400-12-1 standards. Beberibe wind farm has only one mast for 32 wind turbines, so this work evaluates the application of a nacelle wind speed transfer function in the calculation of annual energy production and the capacity factor of wind farm. The influence of wind speed and direction in power production was explored. Wind speed and power production data were compared with WAsP software outputs. Some wind turbines had low production when compared with others, because of the wakes of neighboring wind turbines. New layouts were explored to obtain the same or higher annual energy production a lower number of turbines. The percentage of wake effects was reduced from 7.1% to 1.8% using new layout.

**Keywords:** Wind energy, transfer function, annual energy production, capacity factor, WAsP simulation.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Capacidade instalada anualmente no mundo . . . . .	31
Figura 2 – Novas instalações da capacidade instalada . . . . .	32
Figura 3 – Distribuição da matriz energética brasileira . . . . .	33
Figura 4 – Distribuição dos parques eólicos por estado . . . . .	33
Figura 5 – Partes do aerogerador . . . . .	34
Figura 6 – Tipos de aerogerador . . . . .	35
Figura 7 – Comportamento do vento ao passar pelo rotor . . . . .	36
Figura 8 – Curvas de Weibull . . . . .	39
Figura 9 – Curva de potência do aerogerador E-48 . . . . .	41
Figura 10 – Perfil de esteira utilizada no modelo de Jensen . . . . .	54
Figura 11 – <i>Layout</i> do parque . . . . .	60
Figura 12 – Setores do parque . . . . .	61
Figura 13 – Torre anemométrica . . . . .	63
Figura 14 – Fluxograma da metodologia aplicada aos dados cole- tados no parque . . . . .	64
Figura 15 – Fluxograma representativo do procedimento aplicado à função de transferência . . . . .	70
Figura 16 – Fluxograma para a construção do mapa topográfico . . . . .	73
Figura 17 – Mapa da orografia do estado do Ceará . . . . .	74
Figura 18 – Rugosidade dos terrenos no WASP . . . . .	76
Figura 19 – Mapa de rugosidade para a cidade de Beberibe . . . . .	77
Figura 20 – Mapa topográfico para a cidade de Beberibe . . . . .	78
Figura 21 – Fluxograma para a simulação do parque eólico . . . . .	79
Figura 22 – Terreno em que foi testadas as simulações . . . . .	82
Figura 23 – <i>Layout</i> do teste 1 . . . . .	84
Figura 24 – <i>Layout</i> do teste 2 . . . . .	85
Figura 25 – Dados da nacelle x dados da torre . . . . .	87

Figura 26 – Função em relação aos intervalos . . . . .	88
Figura 27 – Diferença percentual entre funções . . . . .	89
Figura 28 – Comparação entre as curvas de potência . . . . .	90
Figura 29 – Histograma da velocidade baseado nos dados da torre	93
Figura 30 – Histograma da direção do vento . . . . .	94
Figura 31 – Histograma da intensidade turbulenta . . . . .	95
Figura 32 – Histograma da potência . . . . .	95
Figura 33 – Velocidade média mensal do parque . . . . .	97
Figura 34 – Velocidade média anual do parque e dos setores . . .	98
Figura 35 – Potência média mensal do parque . . . . .	100
Figura 36 – Potência média anual do setor 1 . . . . .	101
Figura 37 – Potência média anual do setor 2 . . . . .	102
Figura 38 – Potência média anual do setor3 . . . . .	103
Figura 39 – Potência média anual do setor 4 . . . . .	104
Figura 40 – Potência média anual do setor 5 . . . . .	105
Figura 41 – Rosa dos ventos . . . . .	108
Figura 42 – Hora x Direção do parque . . . . .	109
Figura 43 – Velocidade do vento em relação a direção para o parque	110
Figura 44 – Potência em relação a direção para o parque . . . . .	110
Figura 45 – Análise da velocidade e potência para o setor 1 . . . .	112
Figura 46 – Análise da velocidade e potência para o setor 2 . . . .	113
Figura 47 – Análise da velocidade e potência para o setor 3 . . . .	114
Figura 48 – Análise da velocidade e potência para o setor 4 . . . .	115
Figura 49 – Análise da velocidade e potência para o setor 5 . . . .	116
Figura 50 – Direção do vento = 60° e velocidade = 7,09 m/s . . .	117
Figura 51 – Direção do vento = 70° e velocidade = 7,86 m/s . . .	118
Figura 52 – Direção do vento = 80° e velocidade = 8,63 m/s . . .	119
Figura 53 – Direção do vento = 90° e velocidade = 8,98 m/s . . .	120
Figura 54 – Direção do vento = 100° e velocidade = 9,22 m/s . .	121
Figura 55 – Direção do vento = 110° e velocidade = 9,34 m/s . .	122
Figura 56 – Direção do vento = 120° e velocidade = 8,78 m/s . .	123

Figura 57 – Velocidade da torre x IT . . . . .	128
Figura 58 – Direção x IT . . . . .	129
Figura 59 – Curvas de potência anuais para os aerogeradores do setor 1 . . . . .	131
Figura 60 – Curvas de potência anuais para os aerogeradores do setor 1(Cont.) . . . . .	132
Figura 61 – Curvas de potência anuais para os aerogeradores do setor 2 . . . . .	133
Figura 62 – Curvas de potência anuais para os aerogeradores do setor 3 . . . . .	134
Figura 63 – Curvas de potência anuais para os aerogeradores do setor 4 . . . . .	135
Figura 64 – Curvas de potência anuais para os aerogeradores do setor 5 . . . . .	136
Figura 65 – AEP Nacele x AEP Torre . . . . .	138
Figura 66 – Potência média mensal e fator de capacidade do par- que (%) . . . . .	141
Figura 67 – Simulação do WAsP para as esteiras de cada aerogerador	147
Figura 68 – Comparação velocidade média do vento para os aero- geradores . . . . .	149
Figura 69 – Comparação da produção anual de energia . . . . .	151
Figura 70 – Comparação do fator de capacidade . . . . .	152





## LISTA DE TABELAS

Tabela 1	– Distância entre aerogeradores em diâmetros . . . . .	62
Tabela 2	– Dados técnicos do aerogerador E-48 . . . . .	63
Tabela 3	– Dados válidos a partir da curva de potência . . . . .	66
Tabela 4	– Coordenadas da orografia e rugosidade . . . . .	75
Tabela 5	– Rugosidade dos terrenos . . . . .	76
Tabela 6	– Dados do aerogerador E-48 . . . . .	80
Tabela 7	– Coordenadas dos aerogeradores no parque . . . . .	81
Tabela 8	– Rugosidade dos terrenos . . . . .	83
Tabela 9	– Características aerogeradores utilizados na simulação	83
Tabela 10	– Testes realizados . . . . .	84
Tabela 11	– Resultado das diferentes funções . . . . .	91
Tabela 12	– Potência média para os setores e para o parque . . . .	106
Tabela 13	– Potência média anual para os aerogeradores . . . . .	107
Tabela 14	– Diferença percentual AEP Setores e Parque . . . . .	139
Tabela 15	– Fator de capacidade dos aerogeradores . . . . .	142
Tabela 16	– Fator de capacidade para os setores do parque . . . .	143
Tabela 17	– Resultados encontrados no WAsP . . . . .	146
Tabela 18	– Diferença média para os setores e o parque . . . . .	148
Tabela 19	– Média das diferenças para os setores e o parque . . .	153
Tabela 20	– Resultados do teste 1 . . . . .	154
Tabela 21	– Resultados do teste 2 . . . . .	155
Tabela 22	– Curva de potência e coeficiente de empuxo para o modelo V90-3.0 . . . . .	165
Tabela 23	– Curva de potência e coeficiente de empuxo para o modelo V112-3.0 MW . . . . .	166



## **LISTA DE SIGLAS**

<b>AEP</b>	Produção anual de energia
<b>FC</b>	Fator de capacidade
<b>IT</b>	Intensidade da turbulência
<b>NTF</b>	Função de transferência da nacele
<b>PCH</b>	Pequenas centrais hidrelétricas



## LISTA DE SÍMBOLOS

### Letras gregas

$\alpha$	Setor perturbado	[°]
$\rho$	Massa específica	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_0$	Massa específica de referência do local	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\sigma$	Desvio padrão da velocidade	[m/s]

### Letras romanas

$\dot{m}_r$	Fluxo de massa que atravessa o rotor	[kg/s]
$A_0$	Área a frente do rotor	[m <sup>2</sup> ]
$A_1$	Área da turbina traseira	[m <sup>2</sup> ]
$A_2$	Área atrás do rotor	[m <sup>2</sup> ]
$A_r$	Área do rotor	[m <sup>2</sup> ]
$A_{somb}$	Área sobreposta entre a área da esteira e a área do aerogerador	[m <sup>2</sup> ]
$AEP$	Produção anual de energia	[W · h]
$c$	Fator de escala	[m/s]
$c_P$	Coeficiente de potência	[-]
$c_T$	Coeficiente de empuxo	[-]
$D$	Diâmetro do rotor	[m]
$D_e$	Diâmetro equivalente do rotor	[m]
$D_w$	Diâmetro da esteira	[m]
$dif$	Diferença encontrada em cada intervalo para cada função	[%]

$E$	Energia cinética	[J]
$F$	Força exercida no rotor	[N]
$f(v)$	Função de distribuição de Weibull para velocidades	[-]
$F_T$	Força de empuxo	[N]
$FC$	Fator de capacidade	[-]
$h$	Altura do cubo da turbina	[m]
$HE$	Horas equivalentes	[h]
$L_e$	Distância entre a torre e o obstáculo	[m]
$P$	Potência	[W]
$p$	Pressão	[Pa]
$P_i$	Potência média registrada para cada aerogerador	[W]
$P_M$	Potência máxima extraída	[W]
$P_N$	Potência nominal	[W]
$P_n$	Potência normalizada	[W]
$p_r^0$	Pressão à montante do rotor	[Pa]
$p_r^2$	Pressão à jusante do rotor	[Pa]
$P_{parque}$	Potência média registrada para o parque	[W]
$r_0$	Raio do rotor	[m]
$u$	Velocidade do vento na esteira	[m/s]
$u_0$	Velocidade livre do vento	[m/s]
$V$	Velocidade do vento	[m/s]
$V_0$	Velocidade da corrente livre do vento	[m/s]
$V_2$	Velocidade média do vento atrás do rotor	[m/s]
$V_i$	Velocidade média registrada para cada aerogerador	[m/s]

$V_n$	Velocidade do vento normalizada	[m/s]
$V_r$	Velocidade do vento em frente ao rotor	[m/s]
$V_{free}$	Velocidade do vento medida na nacele e corrigida pela função de transferência da velocidade do vento da nacele	[m/s]
$V_{nac,cor,i}$	Velocidade média da nacele corrigida pela função no intervalo $i$	[m/s]
$V_{parque}$	Velocidade média registrada para o parque	[m/s]
$x$	Posição atrás do rotor	[m]
$X_1$	Distância entre o aerogerador frontal e traseiro	[m]
$z_0$	Rugosidade média da superfície do terreno	[m]

### Sobrescrito

—	Média	[—]
---	-------	-----

### Subscritos

$10min$	Média registrada a cada 10 minutos	[—]
$nac,i$	Média da nacele no intervalo $i$	[—]
$nac,i+1$	Média da nacele no intervalo $i+1$	[—]
$tor,i$	Média da torre no intervalo $i$	[—]
$tor,i+1$	Média da torre no intervalo $i+1$	[—]

### Números adimensionais

$IT$	Intensidade turbulenta	[—]
$k$	Fator de forma	[—]
$k_w$	Coefficiente de decaimento da esteira	[—]
$N$	Número de dados válidos	[—]

s Razão entre a posição atrás do rotor e o diâmetro do rotor [-]



# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>27</b>
1.1	OBJETIVOS . . . . .	28
1.1.1	Objetivo Geral . . . . .	28
1.1.2	Objetivos Específicos . . . . .	28
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .</b>	<b>31</b>
2.1	CENÁRIO ATUAL DA ENERGIA EÓLICA . . . . .	31
2.2	AEROGERADORES . . . . .	34
2.3	FUNDAMENTOS DA ENERGIA EÓLICA . . . . .	36
2.3.1	Limite de Betz . . . . .	36
2.3.2	Distribuição de Weibull . . . . .	38
2.3.3	Curva de potência . . . . .	40
2.3.4	Fator de capacidade . . . . .	41
2.3.5	Produção anual de energia . . . . .	42
2.3.6	Intensidade da turbulência . . . . .	43
2.4	FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DA VELOCIDADE DO VENTO DA NACELE . . . . .	43
2.5	EFEITO ESTEIRA . . . . .	51
2.5.1	Modelo de Jensen . . . . .	54
2.6	WAsP . . . . .	56
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA . . . . .</b>	<b>59</b>
3.1	APARATO EXPERIMENTAL - CARACTERIZAÇÃO DO PARQUE . . . . .	59
3.2	METODOLOGIA APLICADA AOS DADOS COLETA- DOS NO PARQUE . . . . .	64
3.2.1	Banco de dados . . . . .	64
3.2.2	Filtros aplicados . . . . .	65
3.2.3	Método dos intervalos . . . . .	66

3.2.4	Cálculo da velocidade média e da potência média do parque	67
3.2.5	Curva de potência . . . . .	68
3.2.6	Função de transferência da velocidade do vento da nacele	69
3.3	<b>METODOLOGIA UTILIZADA NAS SIMULAÇÕES . .</b>	<b>72</b>
3.3.1	Construção do mapa topográfico . . . . .	72
3.3.2	Simulação do parque eólico . . . . .	78
3.3.2.1	Simulação da influência da rugosidade na produção de energia dos aerogeradores . . . . .	82
3.4	<b>METODOLOGIA UTILIZADA NA REPOTENCIAÇÃO DO PARQUE . . . . .</b>	<b>83</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS . . . . .</b>	<b>87</b>
4.1	<b>FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DA VELOCIDADE DO VENTO DA NACELE . . . . .</b>	<b>87</b>
4.2	<b>DADOS DO PARQUE . . . . .</b>	<b>91</b>
4.2.1	Histogramas . . . . .	93
4.2.2	Série temporal . . . . .	96
4.2.2.1	Análise da velocidade do vento . . . . .	96
4.2.2.2	Análise da potência do parque . . . . .	99
4.2.3	Direção do vento . . . . .	107
4.2.3.1	Análise da influência da direção na velocidade e na potência	109
4.2.4	Análise da intensidade da turbulência . . . . .	128
4.2.5	Curvas de potência . . . . .	129
4.2.6	Produção anual de energia . . . . .	137
4.2.7	Fator de capacidade . . . . .	140
4.2.8	Conclusões baseadas nos dados reais . . . . .	143
4.3	<b>COMPARAÇÃO DOS DADOS REAIS COM O WAsP .</b>	<b>145</b>
4.3.1	Comparação entre velocidades . . . . .	148
4.3.2	Produção anual de energia e fator de capacidade . . . . .	150
4.4	<b>REPOTENCIAÇÃO DO PARQUE EÓLICO . . . . .</b>	<b>154</b>
4.4.1	Teste 1 - Variação do diâmetro do aerogerador . . . . .	154
4.4.2	Teste 2 - Distância entre aerogeradores . . . . .	154

4.4.3	Conclusão sobre a repotenciação . . . . .	155
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	<b>157</b>
5.1	Sugestão para trabalhos futuros . . . . .	159
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>161</b>
<b>APÊNDICE A</b>	<b>Curvas de potência dos aerogeradores si-</b>	
	<b>mulados . . . . .</b>	<b>165</b>
A.1	Modelo 1 - V90-3.0 MW . . . . .	165
A.2	Modelo 2 - V112-3.0 MW . . . . .	166



## 1 INTRODUÇÃO

As fontes de energia renováveis no Brasil (energia eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e termelétricas à biomassa) apresentam crescimento anual médio de 10% na geração de energia. Neste cenário, vale destacar a fonte eólica que teve uma potência total em torno de 282 MW contratados em 2012 e 1505 MW em 2013 (ENERGÉTICA, 2013). No mundo, foram instalados mais de 35 GW em 2013, representando no acumulado mais de 12,5% da capacidade instalada. Os países que mais aumentaram a sua capacidade instalada foram a China, a Alemanha e o Reino Unido (GWEC, 2015).

Atualmente, a energia eólica representa 4,21% do total instalado no Brasil, o que representa uma capacidade instalada de 5,79 GW. Ao todo são 260 parques eólicos distribuídos no país, sendo 73,1% localizados na região nordeste (ANEEL, 2015). Do total localizado no nordeste, 22,7% está localizado no estado do Ceará, sendo a energia eólica responsável por 32% da geração atual do estado (ENERGÉTICA, 2013)

A projeção para a próxima década é que haja um crescimento da energia eólica de 1,5% (dado registrado no final de 2012) para 9,5% em 2022, representando uma capacidade instalada de 17,4 GW (ENERGÉTICA-EPE, 2013). Devido a esta crescente utilização de energia eólica, é necessário que se façam avaliações de potências dos parques, pois estas sempre são exigidas em contratos entre os desenvolvedores, financiadores e fabricantes (ALBERS; KLUG; WESTERMANN, 1999).

Neste contexto, é necessário que se desenvolvam estudos para determinar novos locais de implantação, regimes de ventos, fatores que influenciam o potencial de produção, como medir a produção de um parque sem a instalação de uma torre, visto que esta acarreta em um alto custo para o parque (ALBERS; KLUG; WESTERMANN, 1999),

tentar encontrar a melhor disposição dos aerogeradores, evitando, assim, a geração de esteira, entre outros.

Por estes motivos, surgiu o interesse em se medir o quanto o parque eólico de Beberibe está perdendo de produção por causa do efeito esteira. Foi realizado um levantamento do parque em relação a velocidade e direção do vento incidente, da produção anual de energia gerada, do fator de capacidade do parque, das curvas de potência dos aerogeradores. Além disso, foi feita uma simulação no *software* WAsP para se determinar qual seria o efeito esteira simulado e, com base nos dados reais e simulados, tentar propor um novo *layout* para o parque, através da sua repotencialização.

## 1.1 OBJETIVOS

A seguir, serão descritos o objetivo geral e os específicos que são propostos por este trabalho de mestrado.

### 1.1.1 Objetivo Geral

O presente trabalho tem por objetivo principal analisar a influência da esteira de aerogeradores sobre a produção de energia elétrica na usina eólica de Beberibe utilizando dados coletados dos aerogeradores e da torre situada no parque eólico.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são:

- Analisar o impacto das esteiras nos aerogeradores vizinhos;
- Determinar a direção do vento que produz mais efeito esteira no parque;
- Quais as variações anual, sazonal e diurna do efeito esteira no parque;

- Analisar o impacto da esteira na produção anual do parque;
- Comparar o efeito da esteira medido no parque com o efeito da esteira calculado pelo software WAsP;
- Propor melhorias no *layout* do parque.



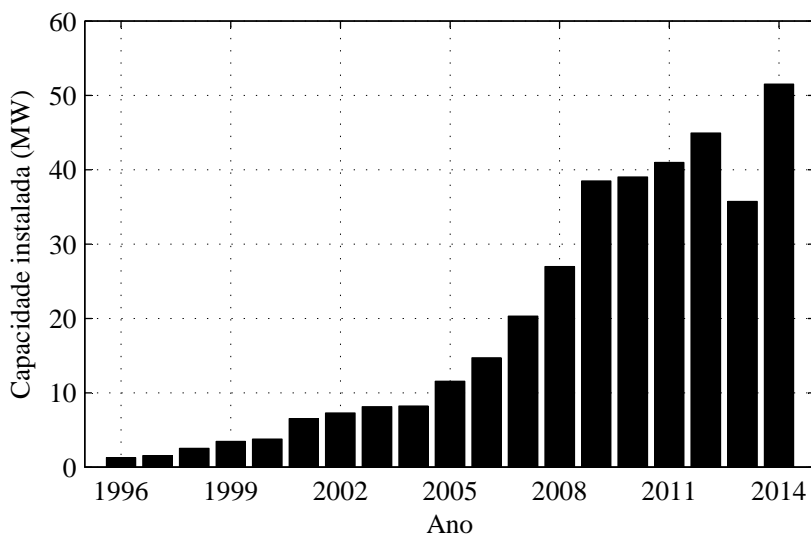


## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 CENÁRIO ATUAL DA ENERGIA EÓLICA

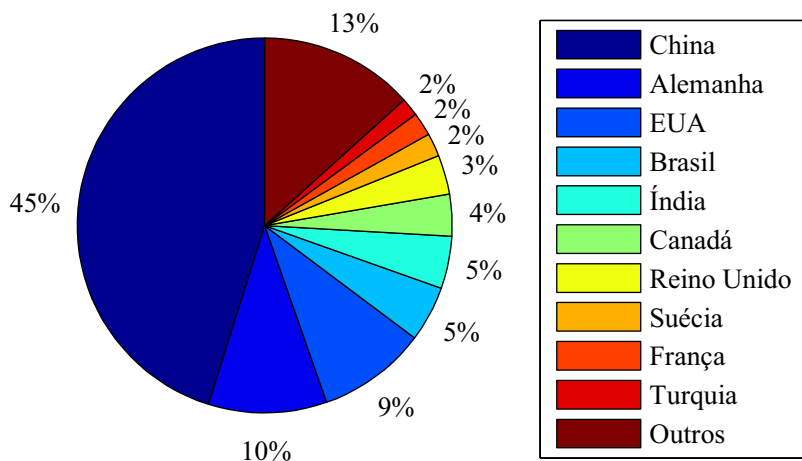
A capacidade instalada de aerogeradores, no mundo, vem aumentando anualmente, como se pode observar na Figura 1. Após um aumento em torno de 40%, ocorrido em 2009, em relação a 2008, o aumento da capacidade instalada apresentou uma relativa estabilização, nos anos de 2010 e 2011, seguindo-se novo crescimento de cerca de 12%, em 2012, em relação a 2011, e uma queda relativa, em torno de 22%, no ano de 2013, e novo crescimento no ano de 2014, em torno de 44%, em relação a 2013 (Figura 1). Os países que mais aumentaram a sua capacidade instalada no ano de 2014 foram a China, Alemanha, EUA, Brasil, Índia, Canadá, Reino Unido, Suécia, França e Turquia, conforme é apresentado na Figura 2 (GWEC, 2015).

Figura 1 – Capacidade instalada anualmente no mundo



Fonte: GWEC (2015)

Figura 2 – Novas instalações da capacidade instalada

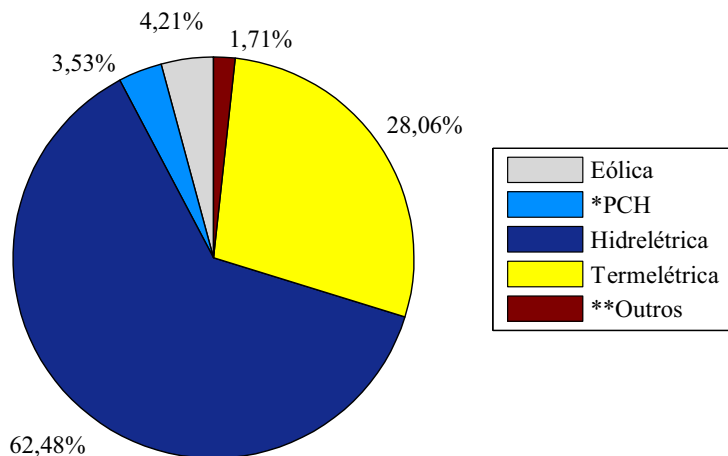


Fonte: GWEC (2015)

O Brasil possui, até a março de 2015, 260 parques eólicos operando com uma potência outorgada de 5,79 GW e uma potência fiscalizada de 5,70 GW. Isso representa 4,21% do total da capacidade instalada no país, conforme apresentado na Figura 3. A distribuição dos parques eólicos no Brasil, por estado, é mostrada na Figura 4, onde se percebe que 73,08% está localizado no nordeste e que a região sul é a segunda com mais parques eólicos (ANEEL, 2015).

Atualmente, o Brasil possui 120 parques eólicos em construção, representando assim um acréscimo na potência outorgada de 3,17 GW. Este acréscimo representa 14,38% do total que será instalado no país. Com isso, 5,54% do total de energia gerada no Brasil será advinda da fonte eólica.

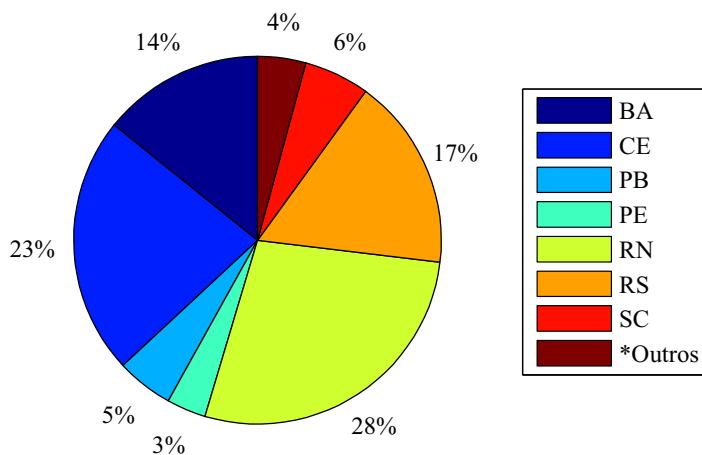
Figura 3 – Distribuição da matriz energética brasileira



Fonte: ANEEL(2015)

\*PCH=Pequena central hidrelétrica \*\* Central geradora hidrelétrica, solar fotovoltaica e termonuclear

Figura 4 – Distribuição dos parques eólicos por estado



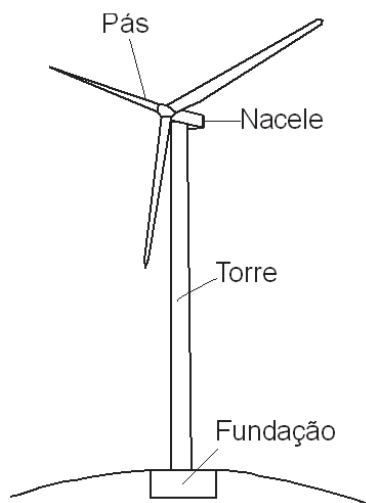
Fonte: ANEEL(2015)

\*MA, MG, PI, PR, RJ, SE e SP

## 2.2 AEROGERADORES

Os aerogeradores modernos são sistemas que transformam a energia cinética do vento em energia elétrica de uma forma muito eficiente, sendo compostos, basicamente, pelas seguintes partes: sistema do rotor, nacele, torre e fundação (Figura 5). O sistema do rotor engloba as pás de captação da energia e o eixo do rotor; a nacele é composta pelo eixo principal, caixa de câmbio, quando for o caso, gerador, entre outros; a torre e a fundação são responsáveis por transmitir as forças para o chão (AMENEDO; FEITO, 2003), (JAIN, 2011).

Figura 5 – Partes do aerogerador

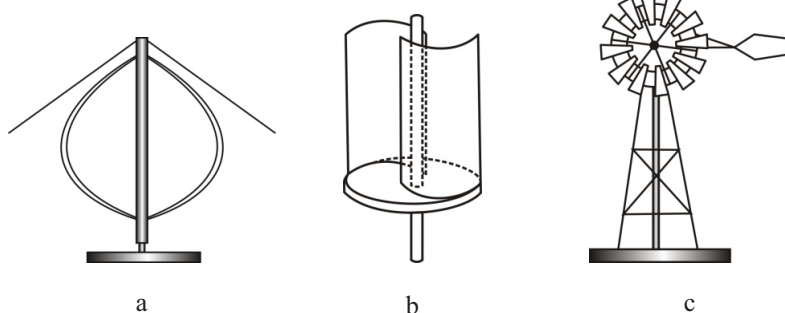


Os aerogeradores são classificados de acordo com o tipo de rotor e sua disposição no eixo de giro, sendo, assim, divididos em dois grandes grupos: as turbinas com rotor de eixo vertical e as turbinas com rotor de eixo horizontal (AMENEDO; FEITO, 2003).

As turbinas com rotores de eixo vertical possuem a vantagem de captar o vento em todas as direções, não necessitar de nenhum sistema de orientação ativo para absorver a energia cinética do vento, além de

que, os sistemas de controle do aerogerador ficam localizados ao nível do solo (AMENEDO; FEITO, 2003). Porém possuem as desvantagens de não conseguirem controlar a potência ou velocidade das pás do rotor e de não possuírem torque de partida (HAU, 2005). Este grupo pode ser subdividido ainda em turbinas de eixo vertical com rotores do tipo Darrieus e Savonius, Figura 6a e Figura 6b, respectivamente.

Figura 6 – Tipos de aerogerador



Fonte: AMENEDO e FEITO (2003)

As turbinas com rotores de eixo horizontal podem ser classificadas em turbinas com rotor multipás (Figura 6c) e rotor tipo hélice, sendo este último tipo o mais empregado para a geração de energia elétrica devido a propriedade de projeto que possibilita velocidade do vento na ponta da pá entre 6 e 14 vezes a velocidade do vento incidente (AMENEDO; FEITO, 2003), (HAU, 2005).

As turbinas com rotores de eixo horizontal contendo três pás são, atualmente, as mais empregadas para a geração de energia elétrica, devido às suas vantagens como: controle de velocidade do rotor e de potência de saída do aerogerador para evitar os danos que as velocidades extremas do vento podem causar aos aerogeradores; além da possibilidade de controlar os ângulos de passo das pás, a fim de se obter o melhor aproveitamento na captura da energia cinética do vento (AMENEDO; FEITO, 2003), (HAU, 2005).

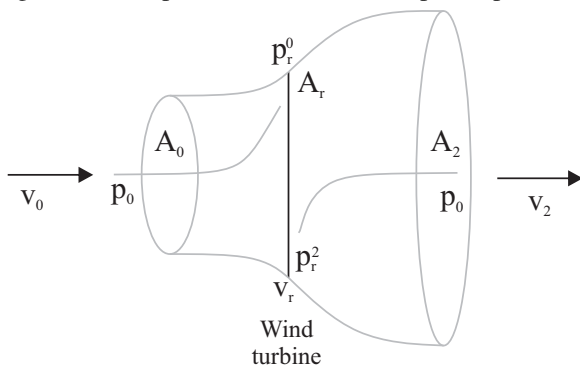
## 2.3 FUNDAMENTOS DA ENERGIA EÓLICA

### 2.3.1 Limite de Betz

O limite de Betz foi demonstrado, em 1919, pelo físico alemão Albert Betz. Mediante a teoria da quantidade de movimento aplicada às hélices, (STREETER, 1977), ficou demonstrado que o rendimento máximo, ou coeficiente de potência máxima, que uma turbina eólica, hidráulica ou operando em qualquer meio fluido ideal, é igual a 59,3% da potência disponível na corrente de ar (JAIN, 2011).

Para se encontrar o limite de Betz, deve-se imaginar um disco atuador sobre o qual incide um tubo de corrente, conforme mostrado na figura a seguir.

Figura 7 – Comportamento do vento ao passar pelo rotor



Fonte: Jain (2011)

Aplicando a equação de conservação da massa nos volumes de controle da Figura 7, tem-se:

$$A_0 V_0 = A_r V_r = A_2 V_2 \quad (2.1)$$

Onde  $v_0$  é velocidade da corrente livre do vento,  $V_r$  é velocidade do vento em frente ao rotor,  $A_r$  é a área do rotor e  $V_2$  é velocidade média do vento na área  $A_2$ .

Aplicando a segunda lei de Newton na equação de conservação do movimento, encontra-se:

$$F = \dot{m}_r(V_0 - V_2) = \rho A_r V_r (V_0 - V_2) \quad (2.2)$$

Como a força exercida no rotor se deve a diferença de pressão, tem-se:

$$F = A_r(p_r^0 - p_r^2) \quad (2.3)$$

Onde  $p_r^0$  é a pressão à montante do rotor e  $p_r^2$  é a pressão à jusante do rotor.

Aplicando a equação de Bernoulli no volume de controle a montante e a jusante do rotor, encontra-se a diferença de pressão entre  $p_r^0$  e  $p_r^2$  que substituindo nas Equações 2.2 e 2.3, resulta no valor de  $V_r$ .

$$V_r = \frac{V_0 + V_2}{2} \quad (2.4)$$

Sabendo que, a potência  $P$  é igual ao produto da força pela velocidade do vento em frente ao rotor, obtém:

$$P = 2\rho A_r V_r^2 (V_0 - V_r) \quad (2.5)$$

Derivando a equação acima e igualando-a a zero, obtém-se o ponto máximo da potência extraída em relação à velocidade. Com isso, acha-se que:

$$V_r = \frac{2}{3} V_o \quad (2.6)$$

$$V_2 = \frac{1}{3} V_o \quad (2.7)$$

Substituindo  $V_2$  e  $V_r$  na fórmula da potência, encontra-se a potência máxima extraída.

$$P_M = \frac{8}{27} \rho A_r V_0^3 \quad (2.8)$$

Com isso, o coeficiente de potência máxima é calculado através da razão entre potência máxima extraída e potência do vento (Equação 2.9).

$$c_P = \frac{P_M}{P} = 0,593 \quad (2.9)$$

O coeficiente de empuxo ( $c_T$ ) é a razão entre a força de empuxo do vento sobre o rotor e a força que o vento exerce sobre a máquina:

$$c_T = \frac{F}{F_V} = \frac{8}{9} \quad (2.10)$$

### 2.3.2 Distribuição de Weibull

Desenvolvida pelo físico sueco Wallodi Weibull na década de 1930, a distribuição de Weibull tem sido empregada para representar a distribuição de velocidade do vento (CATALÃO, 2012). Esta distribuição pode ser dividida em duas formas: função densidade de probabilidade e função de distribuição cumulativa. A função densidade de probabilidade depende de dois fatores,  $k$  e  $c$ , sendo  $k$  o fator de forma que representa a distribuição de velocidade e  $c$  o fator de escala que caracteriza a distribuição. A distribuição cumulativa é empregada quando se deseja estimar a fração de tempo que a turbina estará girando (STANKOVIC; CAMPBELL; HARRIES, 2009).

A distribuição de Weibull representa muito bem a variação horária da velocidade média do vento para o período de um ano em muitos locais específicos (BURTON et al., 2000), sendo sua função dada pela

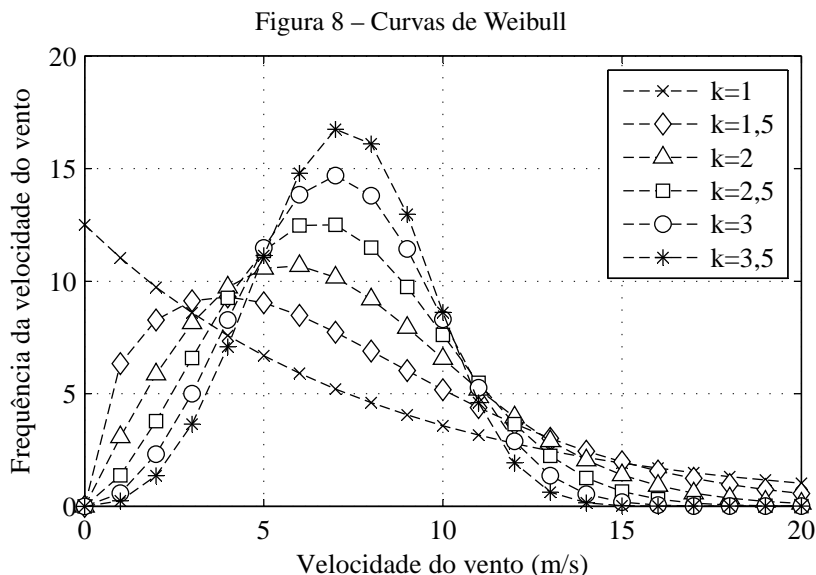


Equação 2.11:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp \left[ - \left(\frac{V}{c}\right)^k \right] \quad (2.11)$$

Onde, como mencionado anteriormente,  $k$  representa o fator de forma (adimensional),  $c$  o fator de escala (m/s) e  $V$  é a velocidade do vento (m/s).

Para valores de  $k$  considerados bons, como por exemplo, 2,5 e 3, ou muito bons, acima de 3,5 ou 4, tem-se uma dispersão média anual pequena em relação à média do vento de hora em hora, enquanto que um  $k$  de pequeno valor, como por exemplo, 1,2 ou 1,5 representa uma grande variação sobre a média. Para  $k = 2$ , tem-se o caso particular da distribuição de Weibull chamada de distribuição de Rayleigh (BURTON et al., 2000). A figura abaixo (Figura 8) representa a distribuição de Weibull de acordo com a variação do valor de  $k$ .



### 2.3.3 Curva de potência

A curva de potência é uma relação entre a potência de saída do aerogerador e a velocidade do vento (HAU, 2005), sendo calculada através do coeficiente de potência vezes a energia disponível no vento na altura do eixo do rotor (Equação 2.12). Como a energia disponível no vento varia com o cubo da velocidade, um incremento na velocidade do vento de 10% representa 30% de incremento de energia disponível (ACKERMANN, 2012).

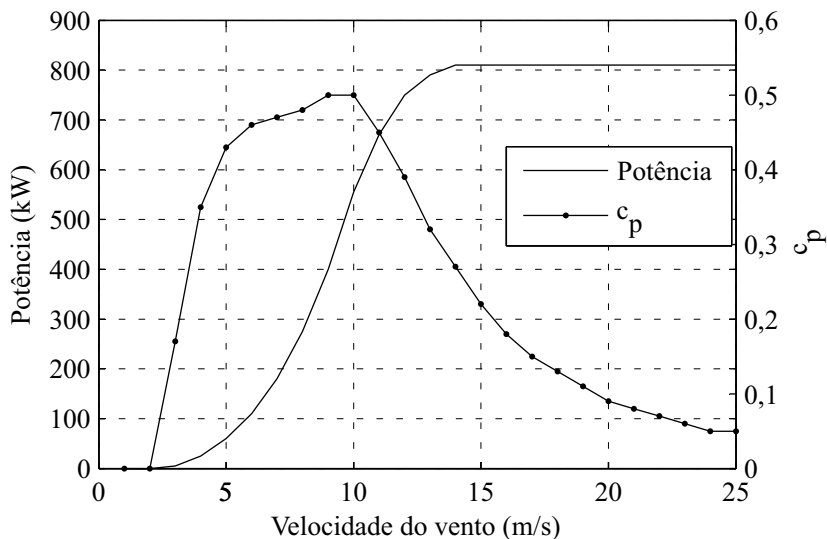
$$P = c_p P = \frac{1}{2} c_p \rho A_r V^3 \quad (2.12)$$

Da Equação 2.12, percebe-se que a curva de potência está relacionada diretamente com a pressão atmosférica, já que  $\rho$  e  $V$  variam com a altitude (ACKERMANN, 2012). Já o coeficiente de potência e a área  $A_r$  são características próprias dos aerogeradores que dependem do projeto do aerogerador (DAMAS, 2013). A Figura 9 apresenta a curva de potência e o coeficiente de potência para o aerogerador modelo E-48 do fabricante Wobben.

A curva de potência é dividida em três partes principais: a velocidade de entrada, a velocidade nominal e a velocidade de corte de saída. A velocidade de entrada é a velocidade mínima do vento necessária para que o aerogerador comece a produzir potência. A velocidade nominal é a velocidade do vento que produz uma máxima potência do aerogerador, geralmente entre 12 e 16 m/s. A velocidade de corte de saída é a máxima velocidade do vento em que o aerogerador produz potência, geralmente entre 20 e 25 m/s. Após a velocidade máxima de saída, a potência do aerogerador começa a cair e este deve ser desligado para evitar danos a estrutura (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002), (ACKERMANN, 2012).

A curva de potência para um parque eólico não é feita pela escala das curvas individuais dos aerogeradores, pois pode ocorrer o sobre-

Figura 9 – Curva de potência do aerogerador E-48



amento destes ou o efeito de esteira entre as turbinas (ACKERMANN, 2012). Embora a curva de potência não mostre a produção anual de energia de uma turbina, pois seria necessário conhecer-se o total de horas em que a turbina operou nas diferentes velocidades do vento, ela impacta diretamente neste fator e é de grande importância para a viabilização de um projeto eólico (ASSOCIATION et al., 2009), (DAMAS, 2013).

### 2.3.4 Fator de capacidade

O fator de capacidade de uma turbina eólica é dado pela quantidade de energia gerada pelo aerogerador em um determinado período de tempo dividido pela quantidade de energia que ele deveria gerar se tivesse trabalhado em potência máxima durante este mesmo período (ASSOCIATION et al., 2009). Para este cálculo devem-se considerar fatores como a eficiência e disponibilidade do aerogerador e velocidade do vento local (STANKOVIC; CAMPBELL; HARRIES, 2009).

Caso um aerogerador trabalhasse sempre acima da velocidade

nominal, o fator de capacidade dele seria igual a um, porém na prática isto não ocorre. Um fator de capacidade superior a 25% é considerado aceitável e acima de 30% bom, podendo este ser calculado de acordo com a Equação 2.13, ou então, também pode ser expresso através das horas equivalentes (HE), que é a multiplicação do fator de capacidade pelas horas de um ano (Equação 2.14) (MARTÍNEZ, 2003).

$$FC = \frac{AEP}{8760 P_N} \quad (2.13)$$

$$HE = 8760 FC \quad (2.14)$$

Onde AEP representa a produção anual de energia (kWh) e  $P_N$  a potência nominal (kW).

### 2.3.5 Produção anual de energia

A produção anual de energia (AEP) de um aerogerador pode ser determinada multiplicando-se a energia disponível no vento pelo coeficiente de potência do aerogerador (STANKOVIC; CAMPBELL; HARRIES, 2009), conforme apresentado na equação abaixo:

$$AEP = \int_{ano} P dt \quad (2.15)$$

Onde P representa a potência e é obtida através de testes físicos (STANKOVIC; CAMPBELL; HARRIES, 2009). Caso não seja conhecida a distribuição de velocidades incidente no aerogerador, pode-se utilizar a distribuição de Rayleigh como distribuição de frequência da velocidade de referência do vento (HAU, 2005), o que resulta na seguinte equação:

$$AEP = 8760 \int_{V=V_{in}}^{V=V_{out}} f(v) P dv \quad (2.16)$$

Onde 8760 representa o número de horas em um ano e  $f(v)$  é a distribuição de velocidades do local durante o período analisado.

### 2.3.6 Intensidade da turbulência

A intensidade da turbulência é definida como a razão entre o desvio padrão da velocidade e a velocidade média (Equação 2.17). Para a energia eólica, estes dados são, geralmente, as médias dos períodos a cada 10 minutos (JAIN, 2011) e (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002).

$$IT = \frac{\sigma}{\bar{V}} \quad (2.17)$$

Onde,  $\sigma$  representa o desvio padrão e  $\bar{V}$  a velocidade média.

Frequentemente, a intensidade da turbulência está situada na faixa entre 0,1 e 0,4, sendo que, para intensidades iguais ou inferiores a 0,1, estas são consideradas baixas turbulências, entre 0,1 e 0,25, são consideradas moderadas e iguais ou acima de 0,25 são consideradas altas turbulências. Geralmente, os altos valores da intensidade da turbulência, ocorrem para baixas velocidades, porém, o valor da baixa velocidade pode variar de acordo com as características do terreno (JAIN, 2011) e (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002).

A intensidade da turbulência é utilizada para se definir a classificação do aerogerador que deve ser utilizado naquele parque, já que uma alta IT afeta a produção de energia, a durabilidade e o funcionamento do aerogerador (JAIN, 2011).

## 2.4 FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DA VELOCIDADE DO VENTO DA NACELE

O laboratório Risø fez medições entre a 46ª semana da 1994 e a 10ª semana de 1997, na cidade de Hvidovre, para estabelecer uma correlação entre a torre anemométrica e o anemômetro situado na nacele e, assim, encontrar uma função entre os dois dados. O objetivo geral do estudo era compreender melhor as vantagens e limitações em se utilizar o anemômetro da nacele para o cálculo da curva de potência e da produção

anual de energia. Como objetivos específicos tinham-se: investigar se para as mesmas configurações de rotor, a relação entre nacele e torre eram válidas para todas as direções de medição; investigar se a relação entre a torre e a nacele era influenciada por uma posição específica e como isso acontecia; e investigar se diferentes configurações do rotor afetavam a relação entre a torre e a nacele e o quanto uma relação errada poderia afetar a curva de potência e a produção anual de energia. O trabalho foi dividido em três fases: na primeira, as pás das turbinas foram fixadas com um ângulo *pitch* de  $+ 0,5^\circ$  e o anemômetro a 1,2 m; na segunda fase, o ângulo *pitch* e a altura do anemômetro foram mantidos, porém uma nova condição do ângulo *yaw* foi introduzida no teste, para tentar reduzir o erro deste ângulo; na terceira fase, o ângulo *pitch* das pás foi alterado para  $- 1,0^\circ$ , foram acrescentados geradores de vórtices na parte central das pás e feitas duas medições para o anemômetro da nacele, uma a 1,2 m e outra a 3 m. A função de transferência foi determinada plotando-se todos os valores medidos para um determinado setor e, em seguida, encontrada uma função que melhor se adapta a estes dados. Como conclusões têm-se que, a posição do anemômetro na nacele, bem como as características do rotor, influenciam na curva de potência e nos resultados da função de transferência; as curvas de potência em função dos dados da torre e dos dados corrigidos da nacele são praticamente idênticas; a função de transferência pode ser aplicada entre turbinas de mesma configuração, sendo os dados corrigidos da nacele utilizados para a criação da curva de potência e cálculo da produção anual de energia; e é necessário um outro estudo para descobrir se, pode-se ou não aplicar a função para diferentes terrenos (ANTONIOU; PEDERSEN, 1997).

Albers, Klug e Westermann (1999) publicaram um artigo sobre a verificação da performance da potência baseada em dados medidos pela torre anemométrica e pelo anemômetro da nacele. Segundo esses autores, avaliações da potência do parque são sempre exigidas em contratos entre desenvolvedores, financiadores e fabricantes. Por este motivo, se não

houver a necessidade da torre para a verificação da curva de potência, um alto custo em relação a ela pode ser evitado. Como o anemômetro da nacele é influenciado pela distorção do fluxo devido as pás do rotor e o corpo do anemômetro, a correção deve ser feita para a condição de vento não perturbado, e o tipo de anemômetro e local onde este vai ser instalado, deve ser igual ao da turbina de teste. A metodologia aplicada no desenvolvimento da correlação entre os dados medidos na torre e os dados medidos pelo anemômetro da nacele, é baseada na velocidade média de cada intervalo e em uma função que atenda aos requisitos dos dados e da incerteza. O maior problema em se utilizar esta metodologia, é que a função de transferência é sensível as mudanças de configurações do aerogerador, como por exemplo, diferentes ângulos de *pitch* e de *yaw*, do terreno, como a inclinação do fluxo de ar em terrenos complexos, e em situações em que trabalhar na esteira do aerogerador vizinho. Após definida uma função de transferência entre a velocidade do vento medida na nacele do aerogerador e a torre anemométrica, esta deve ser aplicada aos dados de velocidade para se determinar a curva de potência. A diferença encontrada entre as duas curvas de potência não apresentou nenhum desvio significativo, apenas uma pequena diferença após a velocidade nominal, devido à alta intensidade turbulenta do terreno moderadamente complexo. Em relação à produção anual de energia, a diferença encontrada entre os dois terrenos foi de menos de 1%, indicando que a função de transferência pode ser aplicada em terrenos moderadamente complexos. Os autores levantam um outro ponto, onde a aplicação da função de transferência é indicada: quando se tem turbinas eólicas localizadas no meio do parque eólico, pois a curva de potência baseada nos dados da torre, não representa a imersão da turbina entre as esteiras dos aerogeradores vizinhos, podendo, assim, melhor ser calculada com base nos dados corrigidos da nacele. Porém, a função de transferência não pode ser aplicada quando se tem inclinações extremas de terrenos, devido à inclinação do fluxo vertical. Os autores concluem que, para muitos casos,

a curva de potência baseada nos dados da torre e nos dados corrigidos da nacelle, é muito parecida, visto que, segundo a norma IEC 61400-12, as incertezas de medições para terrenos planos são de 5-8% e para terrenos complexos são de 6-12%. Já em relação à produção anual de energia, a diferença entre eles é de 1% para terrenos moderadamente complexos, 2% para situações de esteiras, 2% para pequenas modificações das configurações das pás e menos de 1% para a rotação do rotor, quando se utilizam todas as direções do vento para análise.

Em 2001, pesquisadores do laboratório Risø, Hunter et al. (2001), realizaram uma pesquisa no parque eólico Inte, localizado na costa do mar do norte da Alemanha e composto de 14 aerogeradores, com o objetivo de desenvolver um procedimento para testes de turbinas eólicas. Uma das fases do projeto, consistia em verificar o uso do anemômetro da nacelle para o cálculo das curvas de potência. Como base para este estudo, eles utilizaram a hipótese de que é possível estabelecer uma relação entre a velocidade livre do vento e a velocidade medida na nacelle, sem a necessidade de uma torre anemométrica quando são seguidos os procedimentos de calibração do local, indicados pela norma IEC 61400-12-1 1. Com isso, é necessário que se crie, primeiramente, uma relação com algum aerogerador de referência no parque, para que depois esta relação possa ser aplicada a todos os aerogeradores do parque, estabelecendo-se, assim, uma base para se verificar o desempenho das turbinas individualmente. Como objetivo do trabalho, tinha-se a verificação da relação entre as velocidades medidas na torre e na nacelle, em função das variações do terreno, da velocidade nos outros aerogeradores, bem como as vantagens em se utilizar a velocidade corrigida da nacelle para a curva de potência. Para isto, foi determinado um setor de medição, que satisfizesse as condições impostas pela norma IEC 61400-12, plotado um gráfico entre os dados medidos na nacelle e na torre anemométrica para se verificar a correlação entre eles ( $R^2$ ) – onde se descobriu que os dados medidos na nacelle são superestimados em relação aos dados medidos na torre, e, em seguida,



plotou-se um gráfico com a média dos intervalos para ambas as velocidades a fim de se determinar qual função melhor se adaptava aos dados. Neste estudo, foram analisadas as funções linear e polinomial de quinta ordem. A regressão linear mostrou que, devido ao comportamento não linear do anemômetro localizado na nacele, este superestimou os dados de velocidade do vento em relação à corrente livre medida na torre em 3% no intervalo entre 6 e 11 m/s e acima de 3% para velocidades abaixo de 4 m/s e acima de 16 m/s. O polinômio de quinta ordem, por outro lado, demonstrou uma diferença inferior a 1% para velocidades acima de 4 m/s. Em seguida, foi analisada a correção para cada intervalo de velocidade (baseado no método dos intervalos) individualmente, através da razão entre a velocidade corrigida da nacele menos a velocidade medida na torre pela velocidade na torre, sendo incluído nesta etapa, além das correções linear e de quinta ordem, a correção *binwise*. Para a escolha da função, é necessário que se determine um critério de aceite para os dados. Por este motivo, os autores escolheram a correção *binwise* para realizar os estudos em função da curva de potência, devido ao fato de que sua incerteza é baixa e ela é de fácil aplicação. Foi feito um estudo das curvas de potência, quando os aerogeradores operam em condições normais, em condições de esteira e se dois aerogeradores possuem a mesma relação com a velocidade medida na torre, sendo estes com as mesmas características, e, por fim, quando se tem configurações de controle diferentes. Para situações de operações normais, a diferença encontrada, entre a curva de potência baseada nos dados da torre e a curva de potência baseada nos dados corrigidos da nacele pela correção *binwise*, foi menor que 2% para grande parte da curva, e a diferença encontrada para a produção anual de energia ficou abaixo de 0,5%. As curvas de potência plotadas para cada situação demonstram que, a dispersão dos dados apresentados na curva em função dos dados corrigidos da nacele é bem menor do que em função dos dados da torre, indicando, assim, uma melhor correlação entre os dados corrigidos da nacele e a potência. Quando a curva de potência

baseada nos dados da nacele foi estudada para operações em que o aerogerador está no centro da esteira, para determinados setores do parque, percebeu-se que, a velocidade encontrada é menor do que deveria ser, ficando a diferença da AEP em 2% quando se tem velocidades médias anuais elevadas e 12% quando se tem velocidades médias anuais baixas. Para reduzir estes efeitos na produção anual de energia, deve-se incluir todas as direções do vento na curva de potência, diminuindo, assim, a diferença na AEP para 1 a 4%. Na comparação entre a relação entre dois aerogeradores e a torre, a diferença encontrada entre as produções anuais de energia, ficaram dentro da incerteza da AEP, demonstrando que é possível estender a função criada para um aerogerador para qualquer outro do parque, pois estes, teoricamente, estão sob as mesmas condições ambientais. Os autores concluem que a função de transferência da nacele pode ser empregada, desde que, sejam tomados alguns cuidados, como por exemplo, utilizar sempre a mesma posição do anemômetro na nacele, não alterar as configurações das turbinas, como o ângulo de *pitch*, entre outras recomendações (HUNTER et al., 2001).

Curvers e Werff (2008) fizeram um estudo sobre o parque eólico *offshore* OWEZ, onde utilizaram a função de transferência para determinar as curvas de potência dos 36 aerogeradores deste parque e a produção anual de energia. O período de medição dos dados ocorreu entre 1º de janeiro de 2007 e 31 de março de 2008. A metodologia utilizada por eles na criação da NTF, foi baseada na norma IEC 61400-12, utilizando uma torre anemométrica e um aerogerador mais próximo a ela para a determinação da função de transferência. Os dados foram divididos em intervalos de velocidade, depois plotados em um gráfico com a velocidade do vento não perturbado da torre e em função da velocidade do vento na nacele e, então, foi encontrada uma função linear como função de transferência da nacele. Esta função foi aplicada para todos os aerogeradores do parque, independente da distância em relação ao aerogerador base. Como resultado, eles obtiveram as curvas de potência para cada

aerogerador e a produção anual de energia. Os autores ressaltam que, segundo a norma IEC 61400-12, não é aconselhável aplicar a função de transferência para aerogeradores que estejam trabalhando na esteira de outros aerogeradores.

A norma IEC 61400-12-2 (2013-03) faz parte do conjunto de normas IEC 61400-12 que especificam um procedimento de verificação das características da potência de um aerogerador de eixo horizontal, que não é considerado pequeno aerogerador pela norma IEC 61400-2. Esta norma pode ser aplicada na avaliação da performance da potência para um determinado aerogerador, em um determinado local, porém o mesmo procedimento também pode ser aplicado para comparações gerais entre diferentes modelos de turbinas ou diferentes configurações. Sua proposta é de caracterizar a performance da potência de um aerogerador, em termos da medição da curva de potência e estimativa da produção anual de energia. Para isto, o anemômetro deve estar localizado na nacele ou próxima a ela. A norma tem como hipóteses que os efeitos sobre o anemômetro são apenas efeitos do rotor e não efeitos do terreno, ou seja, o vento perturbado medido é função apenas da sua interação com as pás do rotor, e que a função de transferência e a curva de potência não são sazonais. A função de transferência é utilizada para se obter uma maior precisão na curva de potência, quando esta é feita em função dos dados medidos na nacele. Com isso, ela visa a estimar a velocidade livre do vento, que segundo a norma, é a componente horizontal do fluxo livre que seria medida no centro do rotor, caso não houvesse nenhum obstáculo entre o vento livre e a medição. Por causa dos obstáculos locais, há alguns cuidados que devem ser tomados em relação ao local em que será realizado o teste para se determinar a função de transferência: primeiramente, a torre deve estar localizada na frente do aerogerador que será testado, a uma distância entre 2 e 4 D, evitando, assim, que outras turbinas ou obstáculos gerem esteiras no aerogerador que está em teste e, consequentemente, influenciem na produção de energia e

nas medições realizadas pelo anemômetro; em segundo lugar, deve-se verificar as variações topográficas do local, pois estas podem influenciar no ângulo vertical do vetor de velocidade e, se isto ocorrer, algumas direções podem ser excluídas. Por estes motivos, a norma apresenta cinco critérios que determinam se a função de transferência pode ou não ser aplicada a outros aerogeradores e/ou terrenos: o primeiro critério é sobre o processo de medição dos dados, segundo o qual o intervalo de tempo de medição dos dados que serão utilizados na determinação da função de transferência, deve ser o mesmo do intervalo de tempo de medição dos dados da curva de potência; o segundo está relacionado com a classe do terreno e sua inclinação, pois estes devem ser os mesmos, ou seja, tanto a classe do terreno como sua inclinação, devem ser iguais na geração da função de transferência e onde ela será aplicada; o terceiro critério é sobre os equipamentos de medição que devem ser os mesmos nos dois casos e estarem localizados nas mesmas posições; o critério seguinte é sobre a estrutura dos aerogeradores, ou seja, o tipo de pá, o formato e tamanho da nacele e a localização dos equipamentos montados nela, devem ser iguais também; e o último critério é sobre os controles da turbina, que também devem ser iguais em ambos os casos. Caso um desses critérios não seja atendido, não se pode aplicar a função de transferência determinada e uma nova deve ser criada (INTERNATIONAL STANDARD, 2013). A metodologia empregada pela norma, para a determinação da função de transferência, o cálculo da produção anual de energia e geração da curva de potência, será explicada em detalhes no capítulo da metodologia.

Em 2013, Kim, Ko e Huh, realizaram um estudo no parque eólico de Hankyong, situado na ilha de Jeju - Coreia do Sul, onde aplicaram a função de transferência, desenvolvida a partir de um aerogerador situado a uma distância de  $2,5 D$  da torre anemométrica, em um aerogerador situada a  $11 D$  da torre, com o objetivo de verificar o comportamento da curva de potência para um aerogerador situado a mais de  $4 D$ . Neste experimento, eles seguiram as recomendações das normas IEC 61400-

12-1 e IEC 61400-12-2, determinando a função de transferência através de um aerogerador situado entre 2 e 4 D da torre, pois para distâncias superiores a 4 D não é possível obter uma curva de potência confiável utilizando-se dados da torre. O período de coleta de dados foi entre 17 de setembro de 2009 e 17 de fevereiro de 2010. A metodologia aplicada por eles foi a seguinte: primeiramente foram plotados todos os dados válidos, encontrada a média para cada intervalo de velocidade, de acordo com o método dos intervalos, em seguida, calculado o vento livre de acordo com a equação D.1 da IEC 61400-12-2 (2013-03), e, então, determinada uma função linear como correlação entre os dados medidos na torre e os dados medidos na nacelle. Depois de encontrada a função de transferência, foi verificada a diferença para cada intervalo da curva de potência, a fim de verificar se esta não excedia 0,5% da potência nominal, e verificada a produção anual de energia, pois esta não pode possuir uma diferença superior a 1%, entre as velocidades de 4 e 11 m/s. Após estas verificações, a função foi aplicada ao aerogerador situado a uma distância de 11 D da torre. Como conclusão, obteve-se que o teste na curva de potência do aerogerador utilizando os dados corrigidos da nacelle pela função de transferência, baseado na norma IEC 61400-12-2, foi considerado um sucesso (KIM; KO; HUH, 2013).

## 2.5 EFEITO ESTEIRA

Como os aerogeradores extraem energia cinética do vento, atrás deles ocorre uma diminuição da velocidade do vento fazendo com que a produção do aerogerador que esteja localizado atrás de outro diminua (MARTÍNEZ, 2003). Esta interação entre aerogeradores é importante quando se está pensando em construir um parque eólico (JOURIEH et al., 2009), visto que se pode ter quatro situações de esteira: a primeira, em que o aerogerador que se encontra atrás está completamente na esteira do da frente; a segunda, o aerogerador de trás está quase completamente

na esteira; a terceira, em que ele está parcialmente; e a quarta, onde o aerogerador localizado atrás não pega nenhuma esteira (GONZÁLEZ-LONGATT; WALL; TERZIJA, 2012).

A esteira gerada apresenta duas regiões distintas: a primeira, chamada de esteira próxima (*near wake*), e a segunda, chamada de esteira distante (*far wake*). A região *near wake* é a região localizada logo atrás do rotor (até 1 D), onde as características do rotor, como número e aerodinâmica das pás, interferem na região. Por isso, o foco nesta região é pesquisar os processos físicos de extração de energia. A região *far wake*, é a região que vem depois da primeira região, onde o foco é a influência do aerogerador no parque eólico, sendo analisado o modelo da esteira, sua influência, modelos de turbulência e os efeitos da topografia. Por este motivo, a modelagem do rotor não é tão importante quanto na primeira região (VERMEER; SØRENSEN; CRESPO, 2003).

Devido às duas regiões das esteiras, têm-se como principais efeitos da esteira a redução da velocidade do vento incidente e o aumento da turbulência do vento. A redução da velocidade, afeta diretamente a energia produzida pelo aerogerador e, conseqüentemente, a energia produzida pelo parque eólico, sendo que, quando se aumenta a velocidade incidente sobre o primeiro aerogerador, a perda na potência, dos aerogeradores na esteira, diminui. Já o aumento da turbulência faz com que a carga dinâmica mecânica do aerogerador aumente e, com isso, se reduza a sua vida útil (GONZÁLEZ-LONGATT; WALL; TERZIJA, 2012) e (JOURIEH et al., 2009).

Como mencionado anteriormente, o efeito esteira reduz a produção de energia. Esta redução na produção de energia em um parque eólico, devido às perdas por esteira, pode variar entre 2 e 20% dependendo da distância entre os aerogeradores e da turbulência ambiente. Porém, para aerogeradores que apresentem altas perdas causadas por esteira, superior a 12%, é recomendado que estes sejam retirados do parque e se promova uma mudança no seu *layout*, pois um incremento de 1% na produção de

energia, pode significar entre \$50.000 e \$100.000 por aerogerador (JAIN, 2011).

Para evitar estas perdas ou tentar reduzi-las ao máximo, é importante que se analise a distância entre os aerogeradores, a intensidade da turbulência ambiente, a direção do vento e o *layout* do parque (MARTÍNEZ, 2003), (GONZÁLEZ-LONGATT; WALL; TERZIJA, 2012) e (JAIN, 2011). A distância entre os aerogeradores influencia no quanto o efeito esteira influenciará sobre o aerogerador situado atrás, podendo a velocidade do vento atrás do aerogerador chegar a ter um decaimento de até 10% da velocidade livre do vento. A distância também influencia na potência produzida, pois quanto maior for o espaçamento, menor será a perda na potência (MARTÍNEZ, 2003) e (JOURIEH et al., 2009). A distância recomendada entre os aerogeradores que estão situados na direção preferencial do vento é da ordem de 6 a 10 diâmetros do rotor e para aerogeradores situados na direção perpendicular à direção do vento é da ordem de 2 a 3 diâmetros (MARTÍNEZ, 2003). Porém, para Castro (2003), estas distâncias devem ser de 5 a 9 diâmetros na direção preferencial do vento e de 3 a 5 diâmetros na direção perpendicular à direção do vento. A influência da turbulência ambiente sobre a esteira é importante, pois quanto maior for a turbulência maior será a distância em que a esteira irá se difundir e se espalhar atrás do aerogerador, afetando, assim, um maior número de aerogeradores (MARTÍNEZ, 2003). Para eliminar o déficit na velocidade e o incremento da turbulência, deve-se usar uma distância de 20 D (JAIN, 2011). A direção do vento e o *layout* do parque, influenciam na esteira, pois eles mudam a orientação e localização dos cones formados nas esteiras, podendo, assim, aumentar ou diminuir o efeito sobre o parque e, conseqüentemente, a produção de energia de cada aerogerador (GONZÁLEZ-LONGATT; WALL; TERZIJA, 2012).

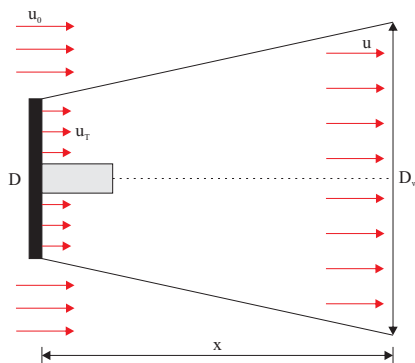
Uma forma de se verificar qual é a melhor disposição dos aerogeradores e suas distâncias, é realizar uma simulação numérica empregando modelos de esteiras. Vários modelos vêm sendo desenvolvidos

desde o início da década de 80 com o objetivo de estimar a perda de potência causada por este fenômeno. Os modelos numéricos podem ser divididos em dois grupos: explícitos e implícitos. Os modelos explícitos foram os primeiros perfis a serem desenvolvidos e são determinados semi-empiricamente. Os modelos implícitos são baseados em aproximações das equações de Navier-Stokes ou de transporte de vorticidade (GONZÁLEZ-LONGATT; WALL; TERZIJA, 2012). Os modelos mais difundidos para o cálculo do efeito de esteira são o modelo de Jensen, modelo de Larsen e o modelo analítico de Frandsen (RENKEMA, 2007).

### 2.5.1 Modelo de Jensen

O modelo de Jensen (1983) é um dos mais simples para o cálculo de esteiras em parque eólicos. Ele parte do princípio que a expansão do diâmetro da esteira é linear e varia de acordo com a distância atrás da turbina, conforme apresentado na Figura 10. Ele é utilizado em *softwares* como WAsP, *Garrad Hassan (GH) WindFarmer* e WindPRO (RENKEMA, 2007).

Figura 10 – Perfil de esteira utilizada no modelo de Jensen



Fonte: Choi e Shan (2013)

O diâmetro de esteira (Equação 2.18) pode ser calculado em função do diâmetro do rotor ( $D$ ), do coeficiente de decaimento da esteira



$(k_w)$  e da distância relativa até o ponto atrás da turbina que se deseja calcular ( $x$ ).

$$D_w = D(1 + 2k_w s) \quad (2.18)$$

Sendo,

$$s = \frac{x}{D} \quad (2.19)$$

$$k_w = \frac{0,5}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad (2.20)$$

Onde  $h$  é a altura do cubo da turbina e  $z_0$  é a rugosidade média da superfície do terreno.

Para parques *onshore* (parques localizados em terra) o coeficiente de decaimento ( $k_w$ ) é igual a 0,075 e para parques *offshore* (localizados no mar) é de 0,04 (RENKEMA, 2007). Porém, ele pode assumir outros valores, dependendo das condições do terreno e/ou condições climáticas (GONZÁLEZ-LONGATT; WALL; TERZIJA, 2012).

A velocidade do vento para uma esteira é dada por:

$$u = u_0 \left[ 1 - \frac{2a}{\left(1 + \frac{k_w x}{r_0}\right)^2} \right] = u_0 \left[ 1 - \frac{(1 - \sqrt{1 - c_T})}{\left(1 + \frac{k_w x}{r_0}\right)^2} \right] \quad (2.21)$$

Onde  $c_T$  é o coeficiente de empuxo, calculado pela Equação 2.10, e  $r_0$  o raio do rotor da turbina.

Porém para múltiplas esteiras, ou seja, esteiras que se sobrepõem, Katic, Højstrup e Jensen (1986) propõem que a velocidade do vento na

esteira seja calculada a partir da soma das velocidades dos ventos que estão em esteira:

$$u_i = u_0 \left[ 1 - \sqrt{\sum_{k=1}^{i-1} \left( 1 - \frac{u_{k,i}}{u_0} \right)^2} \right] \quad (2.22)$$

Onde  $u_{k,i}$  é a velocidade do vento da turbina de coeficiente de decaimento  $k$  no local da turbina  $i$  e  $u_i$  é a velocidade do vento em frente à turbina  $i$ .

## 2.6 WASP

O software WASP foi desenvolvido pelo *Risø National Laboratory* da Dinamarca e tem como objetivo prever o potencial eólico e a produção de energia de um aerogerador e/ou parque, baseado nos dados de entrada. Estes dados são as séries temporais, altura de medição e coordenadas da torre anemométrica, para os dados de vento, e rugosidade, modelo de obstáculos e orografia do local, para os dados do terreno (DENMARK, 2015).

Para alcançar este objetivo, o *software* realiza três etapas: análise, aplicação e produção de energia. Na primeira etapa, os dados obtidos mediante medições feitas na torre anemométrica ou de uma estação meteorológica, são inseridos no programa e este simula a influência da rugosidade, da orografia e dos obstáculos sobre os dados coletados. Com isso, ele consegue simular o comportamento do vento acima da camada limite atmosférica, chamado de Atlas Eólico, e prevê se este se comportará deste modo para diferentes pontos da região de coleta de dados. Na etapa de aplicação, se aplica o Atlas Eólico na região onde se deseja calcular o potencial eólico. No momento em que o atlas é transferido, são adicionados a ele a rugosidade, a orografia e os obstáculos da nova região, resultando assim no comportamento do vento sob influência do terreno para o local determinado, tendo como parâmetros de saída os parâmetros

de Weibull,  $c$  e  $k$ , em função da classe da rugosidade do terreno, altura e direção do vento. Na última etapa, calcula-se a curva de potência do aerogerador com base no comportamento do vento encontrado anteriormente. Caso seja incluído mais de um aerogerador na simulação, o *software* calcula as perdas por efeito esteira entre os aerogeradores, desde que estes estejam a uma distância superior a  $4 D$  para que o modelo possa prever resultados confiáveis. As perdas por esteira são dadas pela Equação 2.23 (DENMARK, 2015).

$$u = u_0(1 - \sqrt{1 - c_T}) \left( \frac{D}{D + 2k_w X_1} \right)^2 \frac{A_{somb}}{A_1} \quad (2.23)$$

Sendo,  $u$  a velocidade calculada na esteira,  $u_0$  a velocidade do vento livre,  $c_T$  o coeficiente de empuxo,  $D$  o diâmetro do rotor,  $k$  a constante de decaimento da esteira,  $X_1$  a distância entre o aerogerador frontal e o de trás,  $A_{somb}$  a área sobreposta entre a área da esteira e a área do aerogerador localizado atrás e  $A_1$  a área da turbina que está atrás. O  $c_T$  é dado pela seguinte equação:

$$c_T = \frac{2F_T}{\rho D^2 u_0^2 \frac{\pi}{4}} \quad (2.24)$$

Onde,  $F_T$  é a força de empuxo e  $\rho$  a massa específica do ar.



### 3 METODOLOGIA

O presente trabalho foi dividido em três partes: a primeira que trata da análise dos dados coletados no parque, a segunda que trata da simulação da produção do parque e a terceira que trata da simulação com vistas à repotenciação do parque. Os resultados das duas primeiras etapas são comparados a fim de se verificar se o que foi simulado está coerente com o que foi medido no parque.

Para a primeira etapa a metodologia utilizada foi baseada nas normas IEC 61400-12-1 e IEC 61400-12-2, que são normas que regulamentam como medir a performance do parque, e nos trabalhos apresentados na revisão bibliográfica.

Na segunda etapa foi utilizado o *software* WASP para simular o comportamento do parque baseado nos dados medidos na torre anemométrica. O período utilizado na simulação foi de 1º de julho de 2013 a 30 de junho de 2014, totalizando um ano, pois umas das variáveis que se deseja avaliar é a produção anual de energia.

Na terceira etapa também foi utilizado o *software* WASP para simular uma possível repotenciação do parque eólico de Beberibe. O período de dados utilizado nesta etapa, foi o mesmo utilizado na etapa anterior.

#### 3.1 APARATO EXPERIMENTAL - CARACTERIZAÇÃO DO PARQUE

O parque eólico de Beberibe (Figura 11), localizado na cidade de Beberibe no estado do Ceará, está em operação desde abril de 2009. Ele é composto por 32 aerogeradores do modelo E-48 (diâmetro do rotor de 48 metros e altura da nacelle de 75 metros), produzidos pelo fabricante Wobben, com uma potência de 800 kW cada, totalizando para

o parque uma potência outorgada de 25,6 MW. A Tabela 1 apresenta a distância entre os aerogeradores e a Tabela 2 as informações técnicas do aerogerador E-48 . O parque possui um fator de capacidade garantido de 30,9% (DAMAS, 2013).

Figura 11 – *Layout* do parque



Fonte: Google Earth (2014)

Conforme pode ser observado na Figura 11, a maioria dos aerogeradores estão situados em linha, porém há uma região no canto superior esquerdo que possui uma concentração maior de aerogeradores (total de nove). Por este motivo, para facilitar o estudo individual dos aerogeradores e verificar o comportamento das regiões em relação às variáveis que serão estudadas, decidiu-se dividir o parque em cinco setores cada um contendo em média seis aerogeradores.

A distribuição geográfica dos aerogeradores (Figura 12), por setor, é apresentada a seguir:

- Setor 1: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 e 10
- Setor 2: 9, 11, 12, 13, 14 e 15

- Setor 3: 16, 17, 18, 19 e 20
- Setor 4: 21, 22, 23, 24, 26 e 27
- Setor 5: 25, 28, 29, 30, 31 e 32

O setor 1 possui duas linhas de aerogeradores, sendo os frontais de número 1,2,7 e 10 e os de trás 3,4,5,6 e 8.

Figura 12 – Setores do parque



Fonte: Autora/Google Earth (2014)

Além disso, o parque conta com uma torre anemométrica (Figura 13) de 100 metros de altura, instrumentada com um anemômetro sônico 3D, localizado a 100 metros de altura, quatro anemômetros de copo localizados a 40, 60, 80 e 98 metros de altura, entre outros equipamentos. A instalação da torre, concluída em junho de 2013, e sua instrumentação resultam de um projeto de P&D envolvendo ANEEL-TRACTEBEL ENERGIA e o LEPTEN-UFSC-FEESC.

Tabela 1 – Distância entre aerogeradores em diâmetros

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17	A18	A19	A20	A21	A22	A23	A24	A25	A26	A27	A28	A29	A30	A31	A32
A1	0	7.0	9.5	7.3	11.6	8.3	2.7	10.0	5.3	2.7	9.4	11.9	14.6	16.8	19.9	22.7	25.4	28.0	30.6	34.0	37.0	41.0	43.0	45.0	68.8	47.2	53.4	55.4	58.0	60.6	63.1	66.6
A2	7.0	0	4.3	4.3	7.3	6.9	9.7	10.0	12.4	4.3	16.1	18.7	21.4	23.9	26.9	29.8	32.4	35.1	37.6	41.0	44.0	48.1	50.0	52.0	75.8	54.2	60.4	62.4	65.0	67.7	70.2	73.6
A3	9.5	4.3	0	2.6	3.0	4.4	12.0	7.3	14.5	7.2	17.3	19.9	22.6	25.6	28.7	31.5	34.1	36.8	39.3	42.8	45.7	49.9	51.6	53.4	77.2	55.5	61.9	63.8	66.3	69.0	71.4	75.0
A4	7.3	4.3	2.6	0	4.3	2.6	9.6	12.1	5.4	14.7	17.3	20.1	23.1	26.2	29.0	31.6	34.2	36.8	40.2	43.1	47.3	49.0	50.8	74.7	53.0	59.3	61.2	63.6	66.4	68.9	72.4	
A5	11.6	7.3	3.0	4.3	0	4.4	13.8	6.2	16.2	9.7	18.4	20.9	23.5	26.8	29.9	32.7	35.3	37.9	40.4	43.8	46.7	51.0	52.5	54.2	78.0	56.3	62.7	64.6	67.1	69.7	72.1	75.7
A6	8.3	6.9	4.4	2.6	4.4	0	10.1	3.1	12.2	7.1	14.0	16.5	19.2	22.5	25.6	28.4	30.9	33.5	36.1	39.5	42.3	46.6	48.1	49.9	73.7	51.9	58.4	60.2	62.7	65.3	67.8	71.3
A7	2.7	9.7	12.0	9.6	13.8	10.1	0	11.2	2.7	5.4	6.9	9.3	12.0	14.2	17.2	20.0	22.7	25.3	27.9	31.3	34.3	38.4	40.3	42.3	66.1	44.6	50.7	52.7	55.3	58.0	60.5	63.9
A8	10.0	10.0	7.3	5.7	6.2	3.1	11.2	0	12.8	9.5	13.7	15.9	18.4	22.1	25.1	27.8	30.3	32.8	35.3	38.7	41.4	45.8	47.1	48.7	72.4	50.7	57.2	59.0	61.4	64.0	66.5	70.0
A9	5.3	12.4	14.5	12.1	16.2	12.2	2.7	12.8	0	8.1	4.7	6.9	9.5	11.5	14.5	17.4	20.0	22.7	25.2	28.6	31.6	35.7	37.6	39.7	63.5	41.9	48.0	50.1	52.6	55.3	57.8	61.3
A10	2.7	4.3	7.2	5.4	9.7	7.1	5.4	9.5	8.1	0	11.9	14.5	17.2	19.6	22.6	25.4	28.1	30.7	33.3	36.7	39.7	43.8	45.7	47.7	71.5	50.0	56.1	58.1	60.7	63.4	65.9	69.3
A11	9.4	16.1	17.3	14.7	18.4	14.0	6.9	13.7	4.7	11.9	0	2.6	5.4	8.5	11.6	14.4	16.9	19.5	22.0	25.5	28.4	32.6	34.2	36.1	60.0	38.3	44.6	46.5	49.1	51.7	54.2	57.7
A12	11.9	18.7	19.9	17.3	20.9	16.5	9.3	15.9	6.9	14.5	2.6	0	2.8	6.2	9.2	11.9	14.4	17.0	19.5	23.0	25.8	30.1	31.7	33.5	57.4	35.7	42.0	43.9	46.5	49.1	51.6	55.1
A13	14.6	21.4	22.6	20.1	23.5	19.2	12.0	18.4	9.5	17.2	5.4	2.8	0	4.2	6.8	9.4	11.9	14.4	16.9	20.3	23.1	27.4	29.0	30.8	54.6	32.9	39.3	41.2	43.7	46.4	48.8	52.4
A14	16.8	23.9	25.6	23.1	26.8	22.5	14.2	22.1	11.5	19.6	8.5	6.2	4.2	0	3.1	5.9	8.5	11.2	13.7	17.2	20.1	24.3	26.1	28.2	52.0	30.5	36.5	38.6	41.2	43.8	46.3	49.8
A15	19.9	26.9	28.7	26.2	29.9	25.6	17.2	25.1	14.5	22.6	11.6	9.2	6.8	3.1	0	2.8	5.5	8.1	10.7	14.1	17.1	21.2	23.1	25.2	48.9	27.5	33.5	35.6	38.2	40.8	43.3	46.8
A16	22.7	29.8	31.5	29.0	32.7	28.4	20.0	27.8	17.4	25.4	14.4	11.9	9.4	5.9	2.8	0	2.6	5.3	7.8	11.2	14.2	18.4	20.3	22.4	46.1	24.7	30.7	32.8	35.4	38.0	40.5	44.0
A17	25.4	32.4	34.1	31.6	35.3	30.9	22.7	30.3	20.0	28.1	16.9	14.4	11.9	8.5	5.5	2.6	0	2.7	5.2	8.6	11.6	15.7	17.6	19.8	43.5	22.2	28.1	30.2	32.7	35.4	37.9	41.4
A18	28.0	35.1	36.8	34.2	37.9	33.5	25.3	32.8	22.7	30.7	19.5	17.0	14.4	11.2	8.1	5.3	2.7	0	2.5	6.0	8.9	13.1	15.0	17.1	40.8	19.5	25.4	27.5	30.1	32.8	35.3	38.7
A19	30.6	37.6	39.3	36.8	40.4	36.1	27.9	35.3	25.2	33.3	22.0	19.5	16.9	13.7	10.7	7.8	5.2	2.5	0	3.4	6.4	10.6	12.4	14.6	38.3	17.1	22.9	25.0	27.6	30.3	32.8	36.2
A20	34.0	41.0	42.8	40.2	43.8	39.5	31.3	38.7	28.6	36.7	25.5	23.0	20.3	17.2	14.1	11.2	8.6	6.0	3.4	0	3.1	7.1	9.1	11.5	34.9	14.0	19.5	21.7	24.3	27.0	29.5	32.9
A21	37.0	44.0	45.7	43.1	46.7	42.3	34.3	41.4	31.6	39.7	28.4	25.8	23.1	20.1	17.1	14.2	11.6	8.9	6.4	3.1	0	4.5	6.1	8.4	31.9	11.0	16.5	18.7	21.3	23.9	26.5	29.8
A22	41.0	48.1	49.9	47.3	51.0	46.6	38.4	45.8	35.7	43.8	32.6	30.1	27.4	24.3	21.2	18.4	15.7	13.1	10.6	7.1	4.5	0	3.5	6.1	28.1	8.7	12.9	15.3	17.8	20.5	23.0	26.2
A23	43.0	50.0	51.6	49.0	52.5	48.1	40.3	47.1	37.6	45.7	34.2	31.7	29.0	26.1	23.1	20.3	17.6	15.0	12.4	9.1	6.1	3.5	0	2.7	25.9	5.3	10.4	12.6	15.2	17.9	20.4	23.8
A24	45.0	52.0	53.4	50.8	54.2	49.9	42.3	48.7	39.7	47.7	36.1	33.5	30.8	28.2	25.2	22.4	19.8	17.1	14.6	11.5	8.4	6.1	2.7	0	23.8	2.7	8.5	10.4	13.0	15.7	18.2	21.6
A25	68.8	75.8	77.2	74.7	78.0	73.7	66.1	73.4	63.5	71.5	60.0	57.4	54.6	52.0	48.9	46.1	43.5	40.8	38.3	34.9	31.9	28.1	25.9	23.8	0	21.7	15.4	13.4	11.0	8.4	6.2	2.7
A26	47.2	54.2	55.5	53.0	56.3	51.9	44.6	50.7	41.9	50.0	38.3	35.7	32.9	30.5	27.5	24.7	22.2	19.5	17.1	14.0	11.0	8.7	5.3	2.7	21.7	0	6.8	8.3	10.8	13.4	15.9	19.4
A27	53.4	60.4	61.9	59.3	62.7	58.4	50.7	57.2	48.0	56.1	44.6	42.0	39.3	36.5	33.5	30.7	28.1	25.4	22.9	19.5	16.5	12.9	10.4	8.5	15.4	6.8	0	2.5	5.0	7.6	10.1	13.4
A28	55.4	62.4	63.8	61.2	64.6	60.2	52.7	59.0	50.1	58.1	46.5	43.9	41.2	38.6	35.6	32.8	30.2	27.5	25.0	21.7	18.7	15.3	12.6	10.4	13.4	8.3	2.5	0	2.6	5.3	7.8	11.2
A29	60.0	65.0	66.3	63.8	67.1	62.7	55.3	61.4	52.6	60.7	49.1	46.5	43.7	41.2	38.2	35.4	32.7	30.1	27.6	24.3	21.3	17.8	15.2	13.0	11.0	10.8	5.0	2.6	0	2.7	5.2	8.6
A30	60.6	67.7	69.0	66.4	69.7	65.3	58.0	64.4	55.3	63.4	51.7	49.1	46.4	43.8	40.8	38.0	35.4	32.8	30.3	27.0	23.9	20.5	17.9	15.7	8.4	13.4	7.6	5.3	2.7	0	2.5	6.0
A31	63.1	70.2	71.4	68.9	72.1	67.8	60.5	66.5	57.8	65.9	54.2	51.6	48.8	46.3	43.3	40.5	37.9	35.3	32.8	29.5	26.5	23.0	20.4	18.2	6.2	15.9	10.1	7.8	5.2	2.5	0	3.6
A32	66.6	73.6	75.0	72.4	75.7	71.3	63.9	70.0	61.3	69.3	57.7	55.1	52.4	49.8	46.8	44.0	41.4	38.7	36.2	32.9	29.8	26.2	23.8	21.6	2.7	19.4	13.4	11.2	8.6	6.0	3.6	0

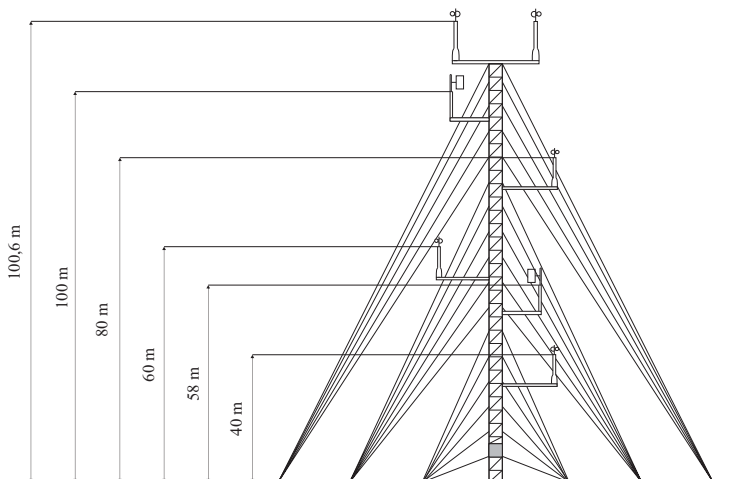


Tabela 2 – Dados técnicos do aerogerador E-48

<b>Características</b>	<b>Valor</b>
Modelo	E-48
Potência Nominal (kW)	800
Tipo de torre	Tubular de aço/cônica
Tipo de rotor	<i>Upwind</i>
Sentido de rotação da pá	Horário
Número de pás	3
Comprimento da pá (m)	22,8
Área varrida pelas pás (m <sup>2</sup> )	1810
Material das pás	Fibra de vidro e epóxi
Velocidade início de produção (m/s)	2,5
Velocidade potência nominal (m/s)	13
Velocidade corte de produção (m/s)	25

Fonte: Catálogo do fabricante: Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda (2014)

Figura 13 – Torre anemométrica

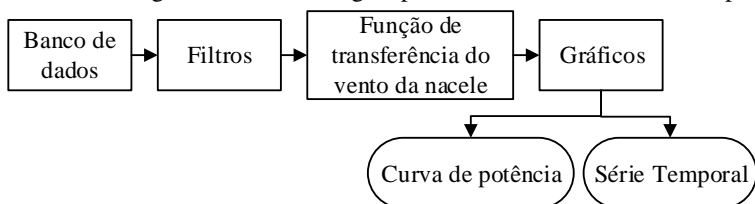


Fonte: LEPTEN (2013)

### 3.2 METODOLOGIA APLICADA AOS DADOS COLETADOS NO PARQUE

Neste item será descrita a metodologia aplicada a primeira parte do trabalho, baseada nas normas IEC 61400-12-1 e IEC 61400-12-2. Na Figura 14 é apresentado um fluxograma com os passos desenvolvidos nesta etapa e em sequência cada passo é explicado.

Figura 14 – Fluxograma da metodologia aplicada aos dados coletados no parque



#### 3.2.1 Banco de dados

O banco de dados do parque eólico de Beberibe é composto por dois grupos: os dados de geração e os dados da torre. Os dados de geração compreendem os valores de velocidade média do vento medido pela nacele (a 75 m de altura) e a potência média de saída do aerogerador. O conjunto de dados da torre é composto pela velocidade média e direção do vento, pela massa específica do ar e pelo desvio padrão da velocidade medida, medidos a 100 m de altura. Todos os dados são baseados nas médias do período de 10 minutos, que compreendem medições a cada 1 segundo, de acordo com a norma IEC 61400-12-1.

O conjunto de dados de geração foi utilizado para cálculo da curva de potência dos aerogeradores, análise das séries temporais da potência e do vento medido na nacele, entre outros. O conjunto de dados da torre foi utilizado para análises relacionadas à direção do vento, criação e verificação da função de transferência e cálculo da intensidade da turbulência.

Os períodos de análise compreendem 1º de janeiro de 2009 a 30 de junho de 2014 para as séries temporais e de 1º de julho de 2013 a 30 de junho de 2014 para a função de transferência e demais análises em função da direção do vento e da intensidade da turbulência, podendo-se, assim, verificar a sazonalidade do vento. A diferença desses dois períodos deve-se ao fato de que a torre anemométrica foi instalada, no parque, apenas em 2013, como resultado do projeto de P&D, ANEEL-TRACTEBEL ENERGIA, (PASSOS et al., 2011), no qual se insere este trabalho de mestrado. Os dados foram divididos em duas etapas devido à instalação da torre anemométrica no parque, o que possibilitou os estudos além das séries temporais.

### **3.2.2 Filtros aplicados**

De acordo com a norma IEC 61400-12-2 os dados corrompidos, em que a turbina não estava operando em seu estado normal ou estava desligada, devem ser excluídos do banco de dados.

Baseado neste critério, todos os dados da curva de potência que possuíam potência igual a zero ou muito inferior ao que deveria ser medido para aquela velocidade foram excluídos, visto que são dados inconsistentes fisicamente. Dados registrados como NaN (*Not a Number*) também foram retirados do banco, pois estes são anotados quando o sistema de aquisição de dados não consegue fazer o registro do dado em um determinado intervalo de tempo.

A Tabela 3 apresenta a porcentagem dos dados que foram considerados válidos a partir das curvas de potência, para os dados medidos na torre e na nacelle.

Tabela 3 – Dados válidos a partir da curva de potência

<b>Aerogerador</b>	<b>% Torre</b>	<b>% Nacele</b>
A1	97,10	96,00
A2	96,85	95,09
A3	98,19	93,66
A4	97,23	94,81
A5	96,28	96,77
A6	96,28	96,42
A7	97,16	95,54
A8	93,21	96,83
A9	93,56	95,66
A10	96,68	94,10
A11	94,04	92,12
A12	85,69	96,22
A13	97,42	95,57
A14	98,89	94,13
A15	98,85	93,89
A16	98,83	96,43
A17	98,67	96,42
A18	98,75	96,16
A19	98,65	95,26
A20	97,55	95,71
A21	88,10	95,94
A22	93,30	95,75
A23	97,05	96,70
A24	97,70	96,50
A25	96,73	95,88
A26	98,13	95,46
A27	95,47	96,05
A28	97,79	95,59
A29	97,66	84,26
A30	97,58	94,98
A31	93,93	95,21
A32	93,34	96,95

### 3.2.3 Método dos intervalos

O métodos dos intervalos, chamado de *Method of bins* pela norma IEC 61400-12-1, é um procedimento de tratamento de dados

para um determinado parâmetro. Este método pode ser aplicado para a velocidade e direção do vento (INTERNATIONAL STANDARD, 2005).

Quando este método é aplicado para a velocidade do vento, esta deve ser dividida em intervalos de 0,5 m/s que possuam valores múltiplos de 0,5 como média do intervalo. Para a variável direção do vento o procedimento considera a divisão em intervalos de 10° com a média de cada intervalo sendo múltipla de 10°.

Após serem realizadas estas divisões, deve-se classificar os valores registrados dentro do intervalo correspondente e depois calcular a média para cada intervalo, tendo-se, então, a média de cada intervalo também conhecida como média dos *bins*. Segundo a norma IEC 61400-12-2, cada intervalo deve ter no mínimo 30 minutos de dados para que sua média possa ser calculada. Caso um dos intervalos não possua a quantidade necessária, pode-se utilizar uma interpolação linear com os intervalos adjacentes.

### 3.2.4 Cálculo da velocidade média e da potência média do parque

As variáveis de velocidade média e potência média dos aerogeradores foram utilizadas para se determinar os valores das séries temporais do parque, para o cálculo da curva de potência e para as análises de direções. Com isso, para um determinado intervalo de tempo, a velocidade média (Equação 3.1) e a potência média (Equação 3.2) são dadas, respectivamente, por:

$$\bar{V}_{\text{parque}} = \frac{\sum_1^N \bar{V}_i}{N} \quad (3.1)$$

$$\bar{P}_{\text{parque}} = \frac{\sum_1^N \bar{P}_i}{N} \quad (3.2)$$

Onde  $\bar{V}_{\text{parque}}$  representa a velocidade média para o parque,  $N$  o número de dados válidos para o período em análise,  $\bar{V}_i$  a velocidade

média registrada para cada aerogerador,  $\bar{P}_{\text{parque}}$  a potência média para o parque e  $\bar{P}_i$  a potência média registrada para cada aerogerador.

Estas mesmas equações podem ser utilizadas para se determinar a potência média e a velocidade média para um aerogerador, onde deve-se substituir o  $\bar{V}_{\text{parque}}$  por  $\bar{V}_{\text{aerogerador}}$ , e o  $\bar{V}_i$  será a velocidade média registrada para o aerogerador em estudo no período de 10 minutos e o  $N$  continuará sendo o número de dados válidos para o aerogerador. O cálculo da potência média é equivalente ao cálculo da velocidade média.

### 3.2.5 Curva de potência

Segundo a norma IEC 61400-12-2 para o cálculo da curva de potência é necessária a normalização da potência média de saída do aerogerador (Equação 3.3) e da velocidade do vento (Equação 3.4):

$$P_n = P_{10 \text{ min}} \left( \frac{\rho_0}{\rho_{10 \text{ min}}} \right) \quad (3.3)$$

$$V_n = V_{\text{free}} \left( \frac{\rho_{10 \text{ min}}}{\rho_0} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3.4)$$

Onde  $P_{10 \text{ min}}$  representa a potência média anotada a cada 10 minutos,  $\rho_0$  é a massa específica de referência do local e  $\rho_{10 \text{ min}}$  é a massa específica média anotada a cada 10 minutos. A massa específica de referência do local pode ser a média dos dados válidos medidos durante o período de análise ou um valor pré-estabelecido para o local (INTERNATIONAL STANDARD, 2013).  $V_n$  é a velocidade do vento normalizada e  $V_{\text{free}}$  é a velocidade do vento medida na nacele corrigida através da função de transferência da velocidade do vento da nacele.

Depois de realizada a normalização dos dados, estes são divididos em intervalos, através do método dos intervalos, tendo-se, então, a curva de potência do parque para o período em análise. Este mesmo procedimento pode ser aplicado aos aerogeradores individualmente e, com isso, encontrar a curva de potência para cada aerogerador.

### 3.2.6 Função de transferência da velocidade do vento da nacele

A função de transferência da velocidade do vento da nacele foi realizada de acordo com a norma IEC 61400-12-2, que demonstra como medir a performance elétrica do aerogerador baseado nos dados de velocidade medidos na nacele, e com os trabalhos citados na revisão.

Para se determinar a função de transferência é necessário que se tenha uma torre anemométrica instalada no parque e um aerogerador próximo a esta, com uma distância recomendada de 2,5 D. Por este motivo, foi escolhido o aerogerador 14 como base, pois ele está localizado a 2,6 D da torre.

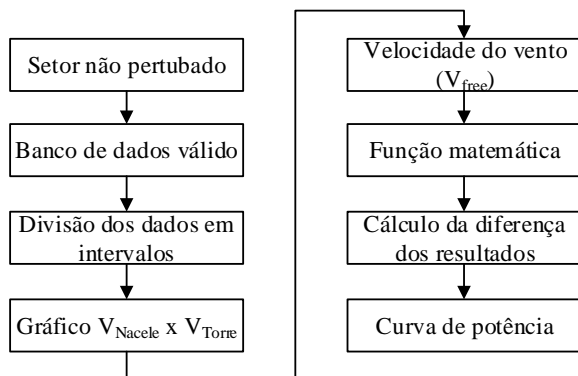
O período de análise compreende 1º de julho de 2013 a 30 de junho de 2014 (um ano), ou seja, o período pós-instalação da torre. Foi escolhido este intervalo para a determinação da função de transferência da velocidade do vento na nacele, pois nele se conhecem tanto a velocidade do vento medida na torre quanto a velocidade medida na nacele, o que é necessário para se gerar a função de transferência. Com esses dois valores de velocidade é possível verificar o comportamento, que deve permanecer o mesmo quando medido na torre ou na nacele, e com isso, se determinar uma relação entre as duas variáveis. Esta função pode ser aplicada aos dados medidos antes da instalação da torre, permitindo que se obtenha o valor da velocidade do vento incidente no aerogerador a partir dos dados medidos na nacele. Um esquema do procedimento aplicado à criação da função de transferência é apresentado na Figura 15.

Na primeira etapa, deve-se encontrar o setor não perturbado do aerogerador, setor sem interferência dos obstáculos no escoamento de ar, por meio da Equação 3.5, para poder eliminar qualquer influência de obstáculos na criação da função de transferência.

$$\alpha = 1,3 \arctan \left( 2,5 \frac{D_e}{L_e} + 0,15 \right) = 10 \quad (3.5)$$

Onde  $\alpha$  representa o setor perturbado,  $D_e$  o diâmetro equivalente

Figura 15 – Fluxograma representativo do procedimento aplicado à função de transferência



do rotor e  $L_e$  a distância entre a torre e o obstáculo, que neste caso são os aerogeradores vizinhos a ela. Depois de determinado o valor de  $\alpha$ , deve-se acrescentar e diminuir dele, o valor da direção em que o obstáculo se encontra, sendo esta direção medida em relação à torre. Como resultado do setor não perturbado, tem-se que a direção incidente do vento na torre anemométrica deve ser menor que  $106^\circ$  e maior que  $178^\circ$ .

Na segunda etapa, deve-se montar o banco de dados válidos, realizando a filtragem dos dados. Esses são filtrados de acordo com a curva de potência do aerogerador 14 e com a norma IEC 61400-12-2 que diz que a velocidade mínima do vento deve ser de 1,5 vezes a velocidade de partida, ou *cut-in*, que para este aerogerador é de 2,5 m/s, e a velocidade máxima não deve ser menor que 85% da potência nominal. Com isso, a velocidade máxima encontrada baseada na potência de 680 kW foi de 8,65 m/s. A norma também recomenda que o banco de dados deva ter no mínimo 180 horas de dados anotados.

Na terceira etapa, é realizada a divisão das velocidades medidas na torre e na nacele do aerogerador em intervalos, aplicando-se o método dos intervalos.



Na quarta etapa, deve-se plotar o gráfico  $V_{\text{Nacele}} \times V_{\text{Torre}}$ , onde os dados apresentados neste gráfico são as médias encontradas para cada intervalo da velocidade da nacele e da velocidade da torre, calculadas no item anterior.

Na quinta etapa, deve-se encontrar a velocidade do vento incidente na nacele do aerogerador ( $V_{\text{free}}$ ). Esta velocidade é calculada através da equação D1 da norma IEC 61400-12-2, apresentada abaixo (Equação 3.6):

$$V_{\text{free}} = \frac{V_{\text{tor},i+1} - V_{\text{tor},i}}{V_{\text{nac},i+1} - V_{\text{nac},i}} (V_{\text{nac}} - V_{\text{nac},i}) + V_{\text{tor},i} \quad (3.6)$$

Onde,  $V_{\text{free}}$  representa a velocidade do vento medida na nacele, corrigida pela função de transferência da nacele,  $V_{\text{tor},i}$  e  $V_{\text{tor},i+1}$  representam as velocidades médias da torre nos intervalos  $i$  e  $i+1$ , respectivamente e  $V_{\text{nac},i}$  e  $V_{\text{nac},i+1}$  representam as velocidades médias da nacele nos intervalos  $i$  e  $i+1$ , respectivamente.

Na sexta etapa, foram plotadas as funções linear, cúbica e polinomial de quarta ordem no gráfico da média dos intervalos (gráfico feito na quarta etapa). Depois de determinadas as funções, estas foram aplicadas aos dados medidos na nacele.

Na sétima etapa, deve-se calcular a diferença entre os resultados encontrados na etapa anterior e a velocidade medida na torre anemométrica. Estas diferenças foram encontradas de acordo com a Equação 3.7 e depois plotadas em um gráfico a fim de verificar o seu comportamento e, assim, determinar qual apresenta uma menor diferença.

$$\text{dif} = \left( \frac{V_{\text{nac,cor},i} - V_{\text{tor},i}}{V_{\text{tor},i}} \right) 100 \quad (3.7)$$

Onde,  $\text{dif}$  é a diferença encontrada em cada intervalo para cada função,  $V_{\text{nac,cor},i}$  é a velocidade média da nacele corrigida pela função no intervalo  $i$  e  $V_{\text{tor},i}$  é a velocidade média da torre no intervalo  $i$ .

Na última etapa, foi plotada a curva de potência baseada na velocidade do vento medida na torre e nas velocidades corrigidas pelas equações em estudo.

A função escolhida foi determinada através do gráfico apresentado na etapa sete, do valor do coeficiente de determinação calculado na etapa seis, das diferenças encontradas na curva de potência e dos erros médios encontrados para cada função.

### 3.3 METODOLOGIA UTILIZADA NAS SIMULAÇÕES

A simulação realizada para o parque eólico de Beberibe depende de duas etapas: na primeira é construído o mapa topográfico para a região e, na segunda, é efetuada a simulação da produção de energia do parque eólico. A seguir, serão descritas cada uma dessas etapas.

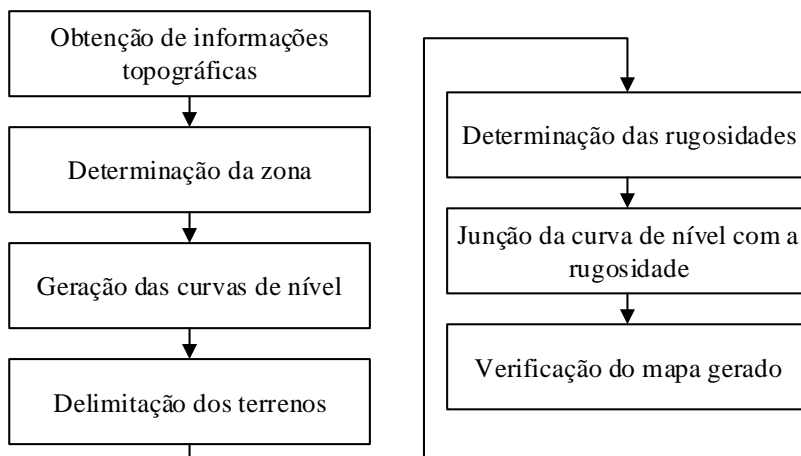
#### 3.3.1 Construção do mapa topográfico

Mapa topográfico, ou carta topográfica, é uma representação baseada em dados reais medidos ou em cartas topográficas existentes de escala maior dos acidentes naturais e artificiais, incluindo a determinação das altitudes (OLIVEIRA, 1993).

Para a criação do mapa foi necessário a utilização de três *softwares*: o *Google Earth 7*<sup>®</sup>, o *Global Mapper 16*<sup>®</sup> e o *WAsP Map Editor*<sup>®</sup>. O *Google Earth* foi utilizado para se delimitar a área que deveria ser estudada e a rugosidade do terreno, baseado nas imagens apresentadas por ele. O *Global Mapper* foi usado para inserir a rugosidade dos terrenos definidos anteriormente e, por último, é empregado o *WAsP Map Editor* para verificar se há alguma inconsistência na delimitação dos terrenos, como por exemplo terrenos sobrepostos, e se todas as rugosidades inseridas previamente estão coerentes.

A Figura 16 mostra os sete passos necessários para a construção do mapa topográfico.

Figura 16 – Fluxograma para a construção do mapa topográfico

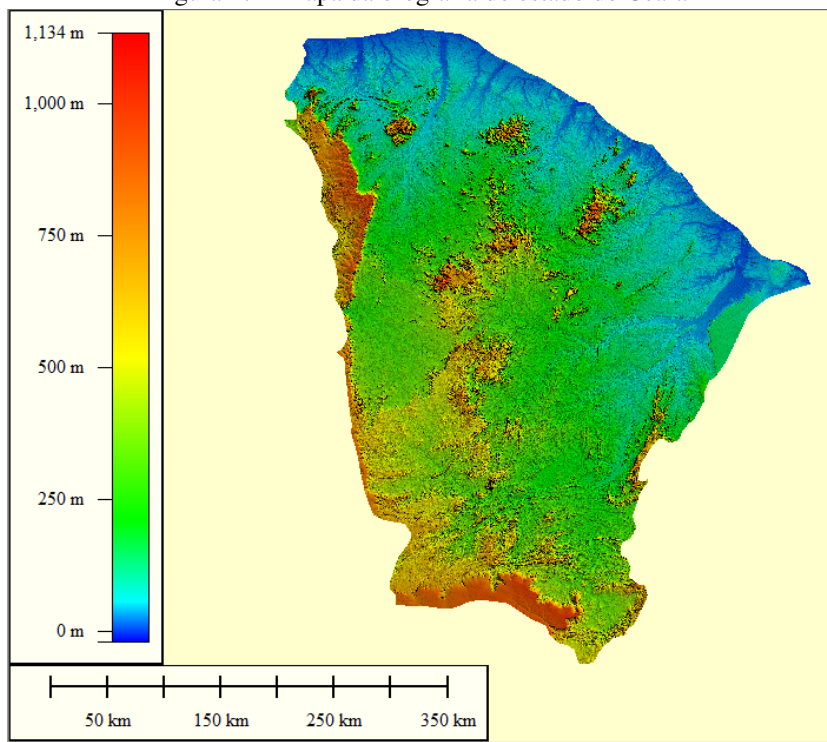


No primeiro passo são coletadas as informações de topografia para o lugar que se deseja estudar, que neste caso é a cidade de Beberibe. Para isso, foi acessado o *site Global Data Explorer*, determinado como local o estado do Ceará e, então, feito o *download* dos arquivos que contém as informações de topografia do lugar que serão empregados posteriormente para a criação das curvas de nível. A Figura 17 mostra o mapa da orografia do estado do Ceará que foi gerado mediante dados fornecidos pelo *site*.

A determinação da zona em que está localizado o sítio, passo dois, é feita através do *Google Earth*, pois na parte inferior da tela ele traz informações de latitude, longitude, zona, entre outros. A zona é a primeira informação mostrada nesta barra e por Beberibe estar localizada no hemisfério sul, esta zona deve ser considerada negativa, ficando -24. Este dado servirá para se ter sempre o mesmo ponto de referência e sua unidade é UTM (*Universal Transversa de Mercator*), pois este é o sistema adotado pelo Sistema Cartográfico Brasileiro (Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1994).

Na terceira etapa, são criadas as curvas de nível, que são linhas

Figura 17 – Mapa da orografia do estado do Ceará



Fonte: *Global Data Explorer*

imaginárias no terreno onde todos os pontos possuem a mesma altitude, baseados em uma superfície de referência (geralmente o nível do mar), sendo separadas equidistantemente entre si. Para escalas de 1:10.000, esta distância é de 10 m (OLIVEIRA, 1993) e (ZUQUETTE; GANDOLFI, 2004). O raio de interferência recomendado para projetos básicos e obras de engenharia, é entre 5 e 10 km para a orografia e entre 10 e 15 km para a rugosidade (Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1994). Para a simulação que será realizada, optou-se por utilizar os raios máximos para cada variável, ou seja, 10 km para a orografia e 15 km para a rugosidade, vistas as recomendações citadas anteriormente. Estes raios são aplicados às coordenadas UTM da torre anemométrica, ou seja, encontram-se as

coordenadas UTM da torre (602076,39 E e 9536789,87 S) e em cada uma delas acrescenta-se e diminui-se 5000 m para a orografia e 7500 m para a rugosidade, obtendo-se, assim, as coordenadas máximas (norte, sul, leste e oeste) para cada variável (Tabela 4). Para a construção do mapa da orografia o espaçamento entre as curvas de nível, para esta simulação foi de 10 em 10 metros. Após determinadas as coordenadas máximas e os intervalos entre as curvas de nível, foram aplicados os parâmetros de orografia ao mapa de orografia do estado do Ceará com a ajuda do *software Global Mapper* e, então, gerou-se o mapa com as curvas de nível para a região de Beberibe. As coordenadas máximas para a rugosidade serão utilizadas, na quarta etapa, para se determinar qual será o tamanho do terreno cuja superfície deverá ser estudada com vistas à determinação dos diferentes níveis de rugosidade.

Tabela 4 – Coordenadas da orografia e rugosidade

	<b>Orografia</b>	<b>Rugosidade</b>
Norte	9541789,87	9544289,87
Sul	9531789,87	9529289,87
Leste	607076,39	609576,39
Oeste	597076,39	594576,39

Na quarta etapa, são identificados os terrenos com diferentes rugosidades, permitindo identificar as áreas cujos terrenos possuem as mesmas características. Para a região do presente estudo foram definidas seis áreas com rugosidades diferentes. Essas áreas foram caracterizadas com a ajuda do programa *Google Earth*, que possibilitou a delimitação dos terrenos.

Na quinta etapa, foram determinadas as rugosidades de cada terreno e suas respectivas cores (Tabela 5), baseada na tabela que o *software WASP* possui (Figura 18). Percebe-se que para a rugosidade da cidade há uma diferença entre o que o *software WASP* determina e a que foi escolhida. Isso deve-se ao fato que o valor de 1 é para cidades cheias

de prédios e casas, o que não acontece com a cidade de Beberibe. Por este motivo, optou-se por um valor proporcional para a cidade. O mesmo ocorre com o valor da floresta, pois para Beberibe ela não é muito densa.

Tabela 5 – Rugosidade dos terrenos

Terreno	Rugosidade (m)	Cor
Mar liso	0	Linha amarela
Mar rugoso	0,0001	Linha amarela
Areias e/ou dunas	0,0003	Amarelo
Floresta	0,40	Verde escuro
Arbustos e/ou várias árvores	0,2	Verde claro
Cidade	0,4	Laranja
Terrenos agrícolas	0,05	Roxo

Figura 18 – Rugosidade dos terrenos no WAsP

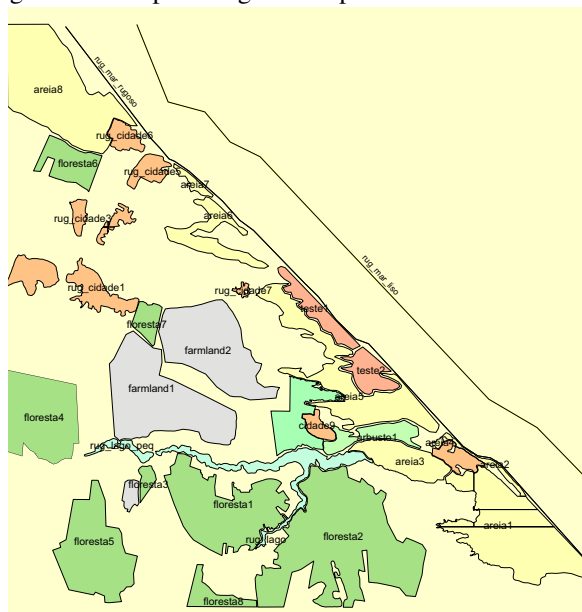
$z_0$ [m]	Terrain surface characteristics	Roughness Class
1.00	city	
0.80	forest	
0.50	suburbs	
0.40		3 (0.40 m)
0.30	shelter belts	
0.20	many trees and/or bushes	
0.10	farmland with closed appearance	2 (0.10 m)
0.05	farmland with open appearance	
0.03	farmland with very few buildings/trees	1 (0.03 m)
0.02	airport areas with buildings and trees	
0.01	airport runway areas	
0.008	mown grass	
0.005	bare soil (smooth)	
0.001	snow surfaces (smooth)	
0.0003	sand surfaces (smooth)	
0.0002		0 (0.0002 m)
0.0001	water areas (lakes, fjords, open sea)	

Fonte: WAsP 10

Depois de incluídas as rugosidades nas correspondentes áreas utilizando-se o programa *Global Mapper*, obteve-se o mapa de rugosidades para a região de Beberibe (Figura 19).

Após o mapa de rugosidade ser gerado, é adicionado a ele o

Figura 19 – Mapa de rugosidade para a cidade de Beberibe



mapa com a curva de nível que foi feito na etapa três. Ambos os mapas são abertos simultaneamente no programa *Global Mapper*, fazendo com que eles se sobreponham e gerem um novo mapa, denominado de mapa topográfico de Beberibe.

Por último, o mapa é analisado através do *software WasP Map Editor* a fim de verificar se há inconsistência de linhas e rugosidades. Caso ele possua alguma linha sobreposta ou então linhas que não estejam ligadas ao fim do mapa ou a outras linhas, bem como rugosidades diferentes, o programa dá um aviso de erro e este precisa ser corrigido. Após tudo ser verificado e corrigido, o mapa é exportado e, assim, tem-se o mapa topográfico de Beberibe corrigido (Figura 20), cujas linhas verdes e vermelhas representam as linha de rugosidade e as linhas de orografia do terreno, respectivamente.

Figura 20 – Mapa topográfico para a cidade de Beberibe



Fonte: *WAsP Map Editor*

### 3.3.2 Simulação do parque eólico

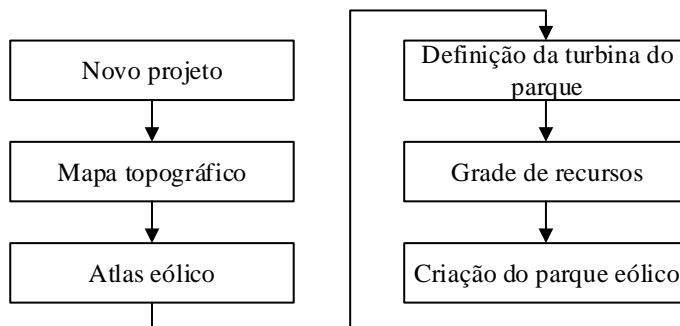
A simulação do parque eólico de Beberibe foi dividida em seis etapas, conforme apresenta-se na Figura 21. Para esta simulação, são necessários o mapa gerado na sessão anterior, os dados técnicos do aerogerador e os dados de vento medidos pela torre anemométrica situada no parque.

Na primeira etapa é necessário que se crie um projeto novo no *software* WAsP 10, pois este é o ambiente onde as informações, como a produção anual de energia, as perdas por esteira, a velocidade do vento para cada setor, serão inseridas e calculadas.

Após esta etapa, deve-se inserir o mapa topográfico e em seguida, incluir o atlas eólico do local. Este atlas é feito com a ajuda do *software* WAsP *Climate Analyst* 2, onde se inclui a velocidade e direção do vento para o período que se deseja analisar. As informações utilizadas foram



Figura 21 – Fluxograma para a simulação do parque eólico



as medidas pela torre do parque, porém caso não se disponha de uma torre anemométrica, pode-se utilizar os dados da estação anemométrica mais próxima. Como as informações foram retiradas da torre situada no parque, deve-se incluir esta no atlas eólico e, então, vincular os dados a ela.

No quarto passo, deve-se incluir as configurações dos aerogeradores instalados no parque. Para isso, é criado um modelo de turbina igual a do parque no *software WASP Turbine Editor*, tendo-se como dado de entrada a velocidade do vento, a potência e o coeficiente de empuxo, sendo todos os dados fornecidos pelo fabricante da turbina. A Tabela 6 apresenta os dados de entrada do aerogerador E-48.

Em seguida, é gerada uma grade de recursos onde são calculados os dados previsto de vento. Esta grade é espaçada regularmente, e deve-se definir quantas linhas e colunas esta deverá conter, pois quanto maior o número de linhas e colunas, mais refinada será a grade e maior será a precisão. Neste trabalho, foi utilizada uma resolução de 1200, 12 colunas e 13 linhas, pois isto já cobre a área que será estudada.

Na última etapa, é criado o parque eólico que será simulado, sendo necessário que se conheçam as coordenadas, em UTM, de cada aerogerador (Tabela 7). Então, deve-se incluir cada aerogerador na sua

posição, com seu nome, para que este possa ser identificado no relatório gerado pelo WAsP, posteriormente.

Tabela 6 – Dados do aerogerador E-48

<b>Velocidade do vento (m/s)</b>	<b>Potência (kW)</b>	<b><math>C_t</math></b>
1	0	0,000
2	2	0,768
3	12	0,759
4	32	0,775
5	66	0,769
6	120	0,771
7	191	0,769
8	284	0,769
9	405	0,768
10	555	0,772
11	671	0,768
12	750	0,605
13	790	0,437
14	810	0,337
15	810	0,268
16	810	0,17
17	810	0,18
18	810	0,153
19	810	0,132
20	810	0,115
21	810	0,101
22	810	0,089
23	810	0,08
24	810	0,072
25	810	0,065

Fonte: Catálogo do fabricante: Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda (2014)

Tabela 7 – Coordenadas dos aerogeradores no parque

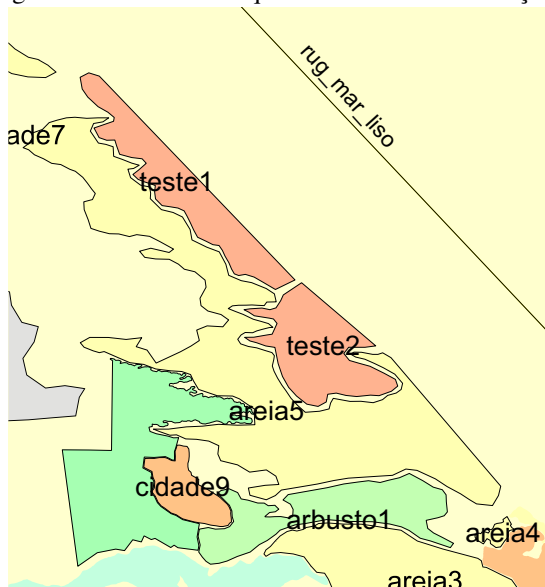
<b>Aerogerador</b>	<b>UTM X</b>	<b>UTM Y</b>
1	601672,49	9537342,41
2	601458,64	9537603,95
3	601260,42	9537539,18
4	601333,33	9537438,79
5	601131,64	9537478,61
6	601276,16	9537327,79
7	601751,53	9537240,24
8	601214,42	9537191,93
9	601827,95	9537137,82
10	601594,06	9537446,31
11	601808,09	9536913,72
12	601875,98	9536808,82
13	601948,98	9536699,26
14	602150,5	9536690,47
15	602257,02	9536586,66
16	602345,49	9536483,09
17	602422,37	9536382,91
18	602496,29	9536277,68
19	602575,36	9536185,35
20	602694,4	9536071,04
21	602755,4	9535936,64
22	602947,62	9535840,25
23	602896,37	9535681,74
24	602883,48	9535553,97
25	603580,82	9534647,06
26	602885,91	9535426,12
27	603164,01	9535258,57
28	603160,46	9535136,67
29	603217,12	9535026,95
30	603275,38	9534911,89
31	603330,78	9534805,21
32	603456,29	9534688,29

Fonte: Google Earth (2014)

### 3.3.2.1 Simulação da influência da rugosidade na produção de energia dos aerogeradores

Foram realizadas três simulações no parque eólico de Beberibe para se verificar qual era a influência da rugosidade no terreno na frente dos aerogeradores (Figura 22). Na primeira simulação foi utilizada uma rugosidade alta (0,8 m) que representava uma floresta, na segunda uma intermediária (0,2 m) que representava algumas árvores e arbustos e por último, uma rugosidade baixa (0,0006 m) que se aproximava de uma grama cortada. A Tabela 8 apresenta os valores obtidos para a produção anual de energia (AEP), no parque, e o quanto foi perdido por efeito esteira em cada uma das simulações.

Figura 22 – Terreno em que foi testadas as simulações



Como pode ser observado, na Tabela 8, a diferença na produção anual de energia é pequena, em torno de 1,33% , quando se compara a maior produção com a menor. Os valores de rugosidade considerados não influenciaram a parcela de energia perdida por efeito esteira, que nas

Tabela 8 – Rugosidade dos terrenos

<b>Rugosidade (m)</b>	<b>AEP (GWh)</b>	<b>Esteira ( %)</b>
0,8	89,482	7,11
0,2	89,947	7,10
0,0006	90,674	7,10

três simulações foi de 7,1%. Em função desses resultados, optou-se por utilizar a rugosidade média igual a 0,2 m.

### 3.4 METODOLOGIA UTILIZADA NA REPOTENCIAÇÃO DO PARQUE

Visando à repotenciação do parque eólico de Beberibe foram realizados dois testes diferentes, onde se desejava verificar a influência da distância entre os aerogeradores e a influência do diâmetro da pá na produção anual de energia e na perda por efeito esteira. Como pré-requisito das simulações, a potência do parque deveria ser igual ou superior a atual, que é de 25,6 MW.

Foram empregados dois diferentes tipos de aerogeradores. As curvas de potência para cada aerogerador são apresentadas no APÊNDICE A e a Tabela 9 apresenta um resumo dos principais dados de cada aerogerador.

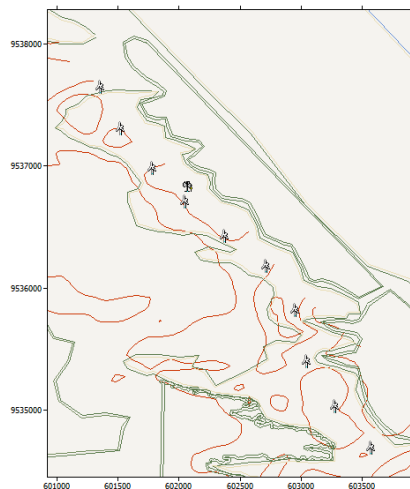
Tabela 9 – Características aerogeradores utilizados na simulação

<b>Modelo</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
Fabricante	Vestas	Vestas
Potência nominal (MW)	3	3
∅ do rotor (m)	90	112
Alt. da nacele (m)	80	84
Vel. Cut-in (m/s)	4	3
Vel. Cut-out (m/s)	25	25

No primeiro teste, foi variado o diâmetro para uma mesma disposição dos aerogeradores (Figura 23). Foram testados os diâmetros

de 90 e 112 m, ambos do fabricante Vestas, e incluído um total de 10 aerogeradores no parque.

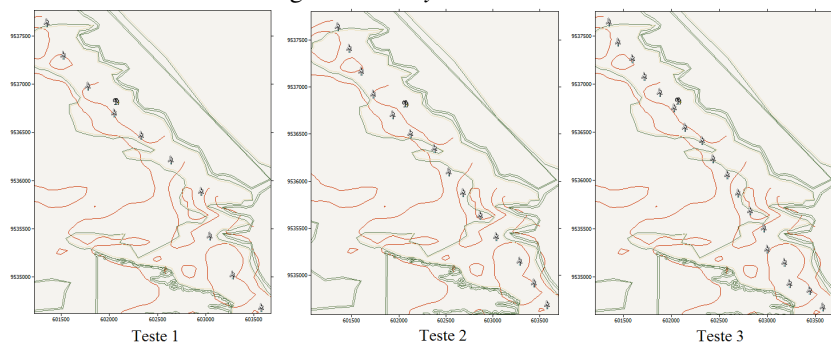
Figura 23 – *Layout* do teste 1



No segundo teste, foram alteradas as distâncias entre aerogeradores e, consequentemente, o número de aerogeradores no parque, porém o modelo do aerogerador foi considerado o mesmo em todas as três simulações. O modelo escolhido foi o modelo 1 da Tabela 9. A Tabela 10 mostra o número de aerogeradores utilizado em cada simulação e a distância entre eles. Na Figura 24 são apresentados os layouts dos casos analisados, no teste 2, mostrando a disposição dos aerogeradores no parque.

Tabela 10 – Testes realizados

<b>Teste</b>	<b>Nº de aerog.</b>	<b>Distância (D)</b>
1	10	4
2	14	3
3	18	2,5

Figura 24 – *Layout do teste 2*

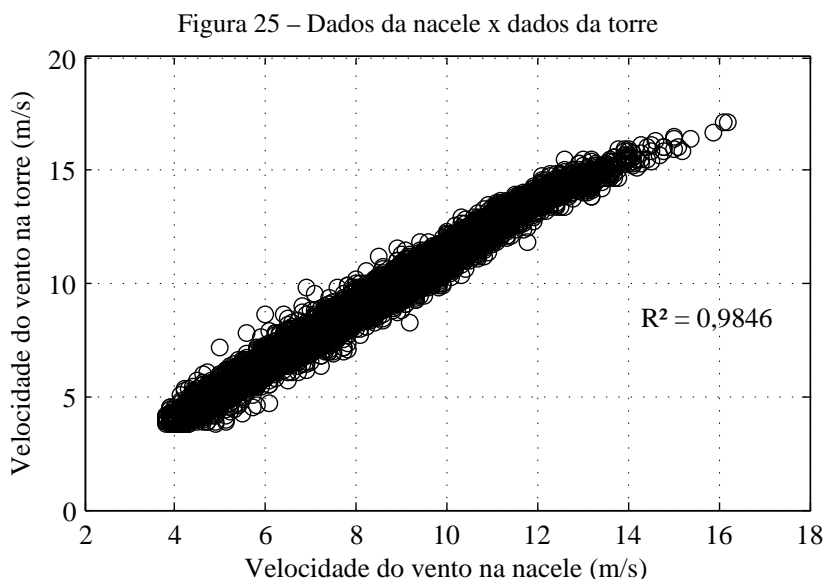




## 4 RESULTADOS

### 4.1 FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DA VELOCIDADE DO VENTO DA NACELE

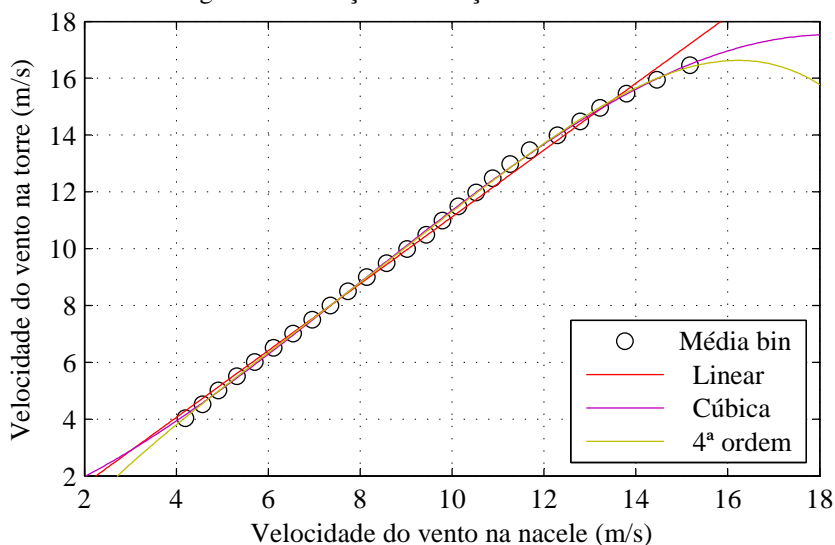
Conforme mencionado na sessão 4.1.6, foi gerado um gráfico com os dados das velocidades do vento medidas com o anemômetro da nacele e da torre anemométrica (Figura 25) a fim de verificar a correlação existente entre as velocidades obtidas por meio desses dois procedimentos. Conforme pode ser observado na Figura 25, o coeficiente de determinação é de 0,9846, o que segundo Montgomery e Runger (2012), representa uma alta correlação entre os valores de velocidade utilizando os dois procedimentos.



Em seguida, foi realizada a quarta etapa da função de transferência, ou seja, plotou-se o gráfico anterior em função dos intervalos das

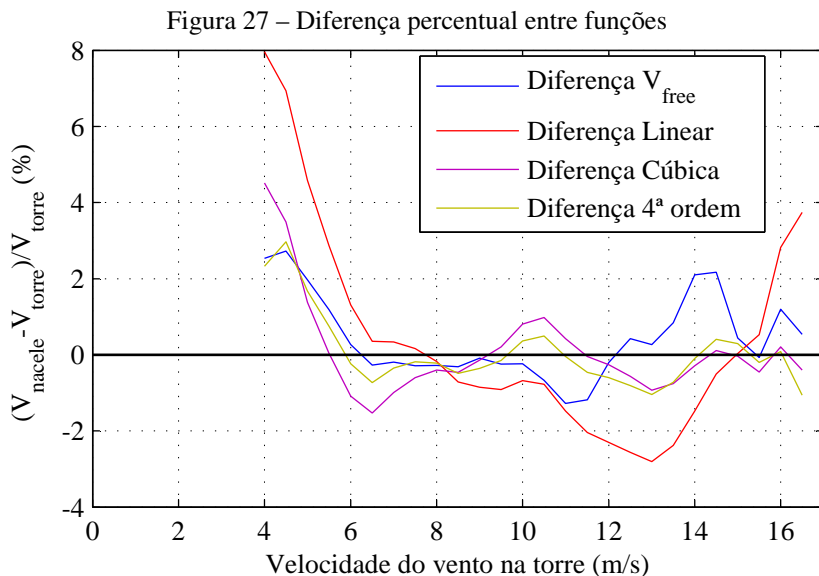
médias (Figura 26). Nesta mesma figura, é apresentada a sexta etapa da função de transferência que são as funções matemáticas que se deseja avaliar. Percebe-se que a função linear não se adaptou bem aos pontos finais do gráfico, enquanto que as funções cúbica e de quarta ordem tiveram um melhor comportamento em relação aos dados.

Figura 26 – Função em relação aos intervalos



Na sétima etapa da função de transferência, foram encontradas as diferenças entre as velocidades medidas na torre e as calculadas através das funções para cada intervalo de velocidade (Figura 27). Pode-se observar que todas as funções testadas apresentam uma grande diferença para velocidades inferiores a 6 m/s. Para o intervalo de velocidades entre 7 e 9 m/s, todas as funções apresentam a menor diferença. Verifica-se que as funções cúbica e de quarta ordem são as que apresentam uma menor diferença ao longo das velocidades, sendo que, a de quarta ordem apresenta na sua maioria, um valor menor que a cúbica. Porém para velocidades acima de 16 m/s a função polinomial de grau 4 apresenta uma tendência de diferença maior que a função cúbica. Este mesmo comportamento

da diferença entre as velocidades, para velocidades entre 6 e 16 m/s, foi observado por Hunter et al. (2001), pois as diferenças encontradas por eles, ficaram em 3% para este intervalo. Neste trabalho, para esta mesma faixa, a diferença ficou em 2%, na sua maior parte do tempo.



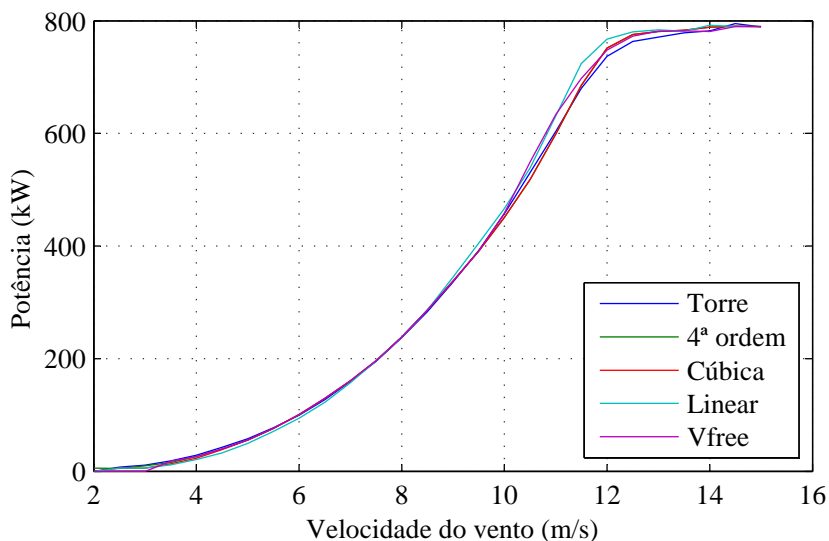
Na última etapa, foram geradas as curvas de potência para cada uma das funções (Figura 28). Observa-se que, para velocidades inferiores a 7 m/s, apenas a função linear apresenta uma curva inferior ao valor da torre.

Conforme já observado na Figura 27, entre as velocidades de 7 e 9 m/s todas as funções possuem praticamente o mesmo resultado, não podendo-se distinguir nenhuma das curvas. Entre 9 m/s e 11 m/s, as funções linear e  $V_{free}$  ficam acima da curva da torre. A partir de 11,5 m/s a torre possui um valor inferior a todas as funções e no final da curva ela torna a ficar superior.

A diferença máxima encontrada entre os intervalos da curva de potência da torre e a curva de potência da velocidade do vento da

nacele corrigida pela função de quarta ordem foi de 14,74 kW, o que representa 1,84% da potência nominal do aerogerador. Esta também foi a diferença máxima encontrada para a função cúbica, porém para a função linear e para a função  $V_{free}$ , esta diferença sobe para 44,06 kW e 29,75 kW, respectivamente. Conforme mencionado por Albers, Klug e Westermann (1999), a IEC 61400-12 diz que, as incertezas de medições para um terreno plano são entre 5 a 8%, o que faz com que, as diferenças encontradas para a curva de potência estejam dentro da incerteza de medição.

Figura 28 – Comparação entre as curvas de potência



A Tabela 11, apresenta uma comparação entre os resultados obtidos para cada uma das funções estudadas neste trabalho e a torre.

De acordo com a Tabela 11 e com a Figura 28 as funções polinomiais grau 3 e 4, foram as que apresentaram um comportamento mais próximo aos dados da torre, pois os coeficientes  $R^2$  estão mais próximos de 1, o que significa que a soma dos quadrados devido ao erro (SSE) está mais perto de 0, indicando um menor erro médio em cada intervalo se

Tabela 11 – Resultado das diferentes funções

Variável	Linear	Cúbica	4ª ordem	V <sub>free</sub>
Média da velocidade (m/s)	8,5014	8,5312	8,5221	8,554
Diferença média da velocidade ( %)	-0,28	0,07	-0,04	0,35
Velocidade máxima (m/s)	18,4191	17,0581	16,6102	17,1709
Diferença média da velocidade máxima (%)	7,34	-0,59	-3,20	0,06
R <sup>2</sup>	0,9960	0,9996	0,9997	0,9992
SSE	1,4461	0,1321	0,1011	0,2747
Erro médio (%)	0,4828	-0,3694	0,0566	0,4376
Diferença média da curva de potência (kW)	9,7237	4,6272	4,2374	5,7039

comparado com as demais funções e uma menor diferença na curva de potência. Por este trabalho ter como requisito, uma função que apresente a menor diferença em relação aos dados medidos na torre, foi escolhido o polinômio de grau 4 (Equação 4.1) como a função de transferência da velocidade do vento da nacele para o parque eólico de Beberibe.

$$y = -0,0005784x^4 + 0,01825x^3 - 0,2101x^2 + 2,283x - 2,989 \quad (4.1)$$

Posteriormente, esta função foi aplicada a todos os aerogeradores do parque e feita a comparação entre a produção anual de energia calculada com base nos dados de velocidade do vento medidos na torre anemométrica e aquela com base nos dados corrigidos pela função de transferência medidos na nacele do aerogerador. Esta decisão foi tomada seguindo os critérios recomendados pela norma IEC 61400-12-2 e os trabalhos apresentados na revisão bibliográfica.

## 4.2 DADOS DO PARQUE

Nesta seção, serão analisados os dados coletados no parque em função da velocidade do vento incidente na torre e no anemômetro da nacele, da direção do vento e da potência gerada pelos aerogeradores.

Primeiramente serão apresentados os histogramas de frequência relativa para a velocidade e direção do vento, ambos medidos pela torre anemométrica, para a potência gerada pelos aerogeradores e para a inten-

sidade da turbulência, no período de 1º de julho de 2013 a 30 de junho de 2014.

Em seguida, são apresentadas as séries temporais para a velocidade do vento, baseada nos dados corrigidos da nacele e para a potência, ambos para o período de cinco anos e meio (1º de janeiro de 2009 a 30 de junho de 2014). Também são apresentadas nesta subseção, as médias anuais de velocidade do vento para o parque e os aerogeradores, pois com cinco anos de dados já se obtém médias anuais de velocidade do vento confiáveis (MOLLY, 2005).

Depois é apresentada uma análise em função da direção do vento. Esta análise apresenta relações entre a direção e as horas do dia, a velocidade e a potência gerada. Este estudo compreende o período de 1º de julho de 2013 a 30 de junho de 2014, pois é o período que corresponde à presença da torre no parque.

Na quarta subseção é apresentado um estudo da intensidade da turbulência em função da velocidade e da direção.

Na quinta subseção são apresentadas as curvas de potência dos aerogeradores e do parque para cada ano. Estas curvas são baseadas nos dados corrigidos da nacele.

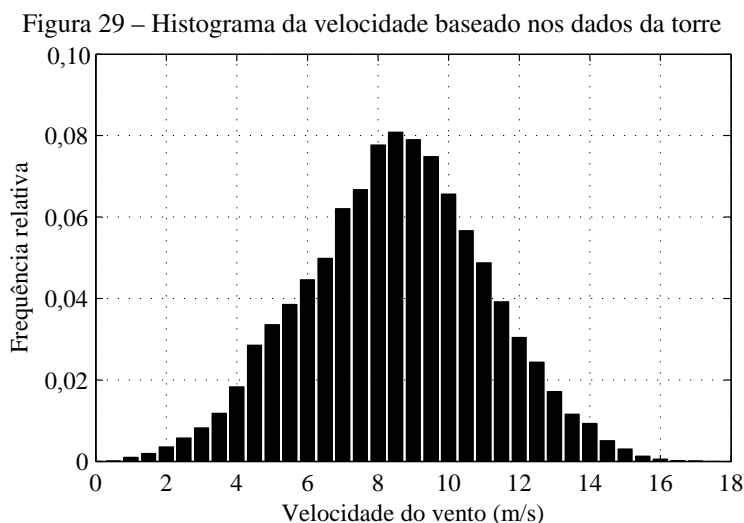
Na subseção seguinte, será realizado um comparativo entre a produção anual de energia baseado na velocidade do vento medido na torre anemométrica e a produção anual de energia baseada nos dados corrigidos da nacele, para determinar-se o percentual de erro quando se aplica a função de transferência para o parque todo.

Por último, será calculado o fator de capacidade mensal para o parque e o anual para os aerogeradores, no período de 1º de janeiro de 2009 a 30 de junho de 2014.

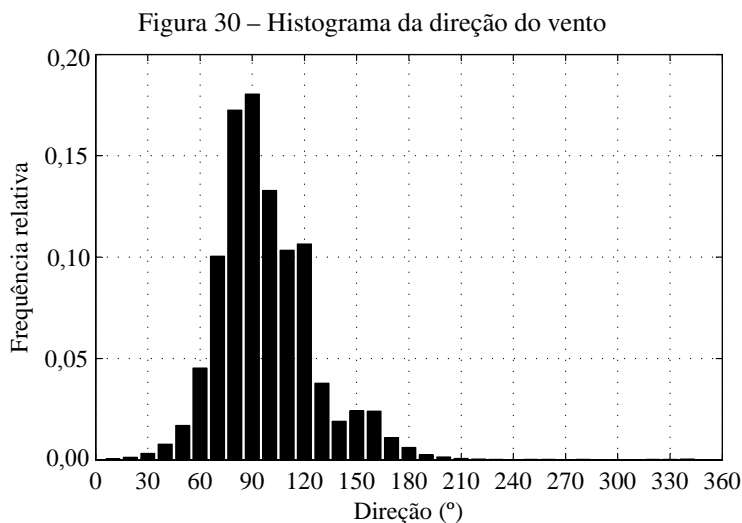
### 4.2.1 Histogramas

Nas Figuras 29, 30 e 31, são mostrados os histogramas de velocidade, direção e intensidade da turbulência do vento, respectivamente, baseados nos dados medidos na torre, e, na Figura 32, os dados de potência média, equivalente à energia gerada dividida pelo intervalo de tempo, dos aerogeradores (Figura 32). O período de análise compreende 1º de julho de 2013 a 30 de junho de 2014.

O histograma de velocidades foi contruído com intervalos de velocidade de 0,5 m/s. Conforme pode ser observado na Figura 29, a representação gráfica da frequência em função da velocidade mostra uma distribuição gaussiana, ou normal, cuja maior frequência ocorre para as velocidades entre 8 e 9,5 m/s, o que é considerado pela ANEEL (2003) como um dos melhores locais para se aproveitar os ventos no Brasil. Como resultados da distribuição de Weibull, obteve-se  $c=8,60$  m/s e  $k=3,89$ , cujo alto valor para o fator de forma  $k$  indica que a dispersão média anual no parque de Beberibe é pequena, visto que  $k$  é superior a 3 (BURTON et al., 2000).



O histograma da direção do vento, Figura 30, apresenta a frequência relativa e foi dividido em intervalos de  $10^\circ$ . Percebe-se claramente que a direção do vento predominante no parque encontra-se no intervalo angular entre  $60^\circ$  e  $120^\circ$ , onde concentram-se 84,14% dos dados. Para ângulos acima de  $200^\circ$ , quase não há registros, o que também ocorre para direções inferiores a  $30^\circ$ .



Na Figura 31, é apresentado o histograma de intensidade da turbulência, gerado a partir dos dados de velocidade média e desvio padrão da velocidade do vento (Equação 2.17), medidos na torre, a partir de médias acumuladas a cada 10 minutos. Os dados foram divididos em intervalos de 0,005. Pode-se observar que a maior incidência dos dados localiza-se abaixo de 0,1 (total de 77,72% dos dados), o que é, considerado por Jain (2011), uma baixa intensidade da turbulência, idem quando se compara com o estudo realizado por Usai (2011) para um parque eólico *onshore* na Polônia. A IT é de 5% para áreas planas e de 20% para áreas complexas (MOLLY, 2005), o que para este parque representa 29,02% e 11,52% dos dados, respectivamente.



Figura 31 – Histograma da intensidade turbulenta

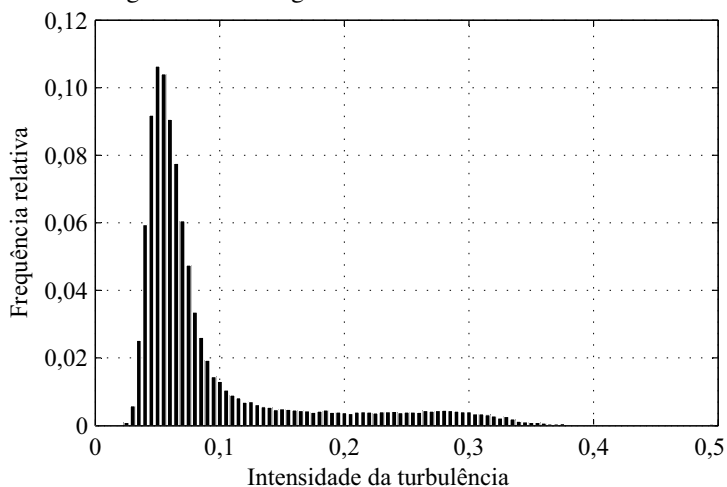
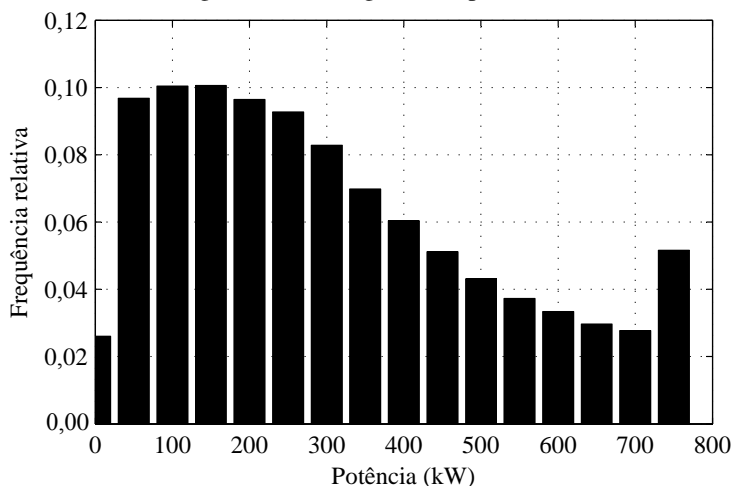


Figura 32 – Histograma da potência



Na Figura 32, é mostrado o histograma de potência média, em intervalos de 50 kW. A maior frequência ocorre para o valor médio de 200 kW. Segundo a curva de potência do fabricante, seria para uma velocidade inferior a 8 m/s. Porém, como já foi mencionado anteriormente, a maior incidência do vento está entre 8 e 9,5 m/s, o que deveria fazer

com que a maior incidência na potência estivesse entre 284 e 500 kW, baseado na curva do fabricante. Com isso, pode-se ter uma ideia de que mesmo possuindo uma grande incidência para altas velocidades do vento, a potência produzida está sendo abaixo da teórica.

## **4.2.2 Série temporal**

Nesta subseção, são apresentados os comportamentos da velocidade do vento e da potência média dos aerogeradores ao longo dos cinco anos e meio, sendo calculada a média anual para cada aerogerador e mensal para o parque. É importante ressaltar que os dados apresentados e analisados, nesta seção, foram obtidos a partir dos dados de geração dos aerogeradores e do parque e dos valores de velocidade medidos com os anemômetros da nacele, sem a utilização de nenhum dado proveniente de medições na torre anemométrica.

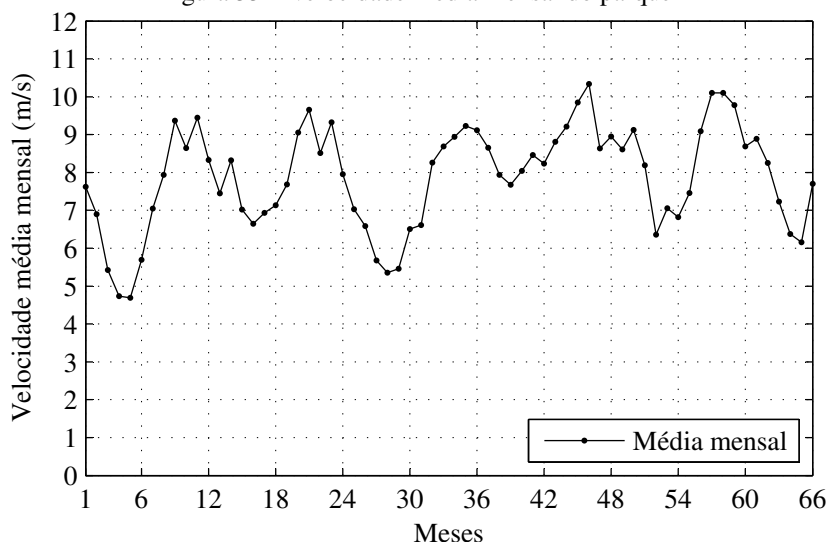
Os gráficos de velocidade do vento são baseados nos dados corrigidos da nacele. Já os de potência, foram normalizados de acordo com a Equação 3.3.

### **4.2.2.1 Análise da velocidade do vento**

Abaixo, serão apresentadas as médias mensais da velocidade do vento do parque, baseados nos dados da nacele corrigidos, para o período entre 1º de janeiro de 2009 a 30 de junho de 2014. Vale ressaltar que a velocidade média do vento para 2014, inclui apenas o primeiro semestre do ano.

Conforme observa-se na Figura 33, as maiores velocidades médias do vento ocorrem no segundo semestre de cada ano. Pode-se verificar que para os anos de 2009 e 2010, a velocidade teve um comportamento muito parecido, subindo bastante após o sexto mês do ano, tendo o primeiro pico no mês nove, caindo no mês seguinte, no mês onze subindo novamente e no último mês do ano, ela volta a cair. Outra observação que

Figura 33 – Velocidade média mensal do parque



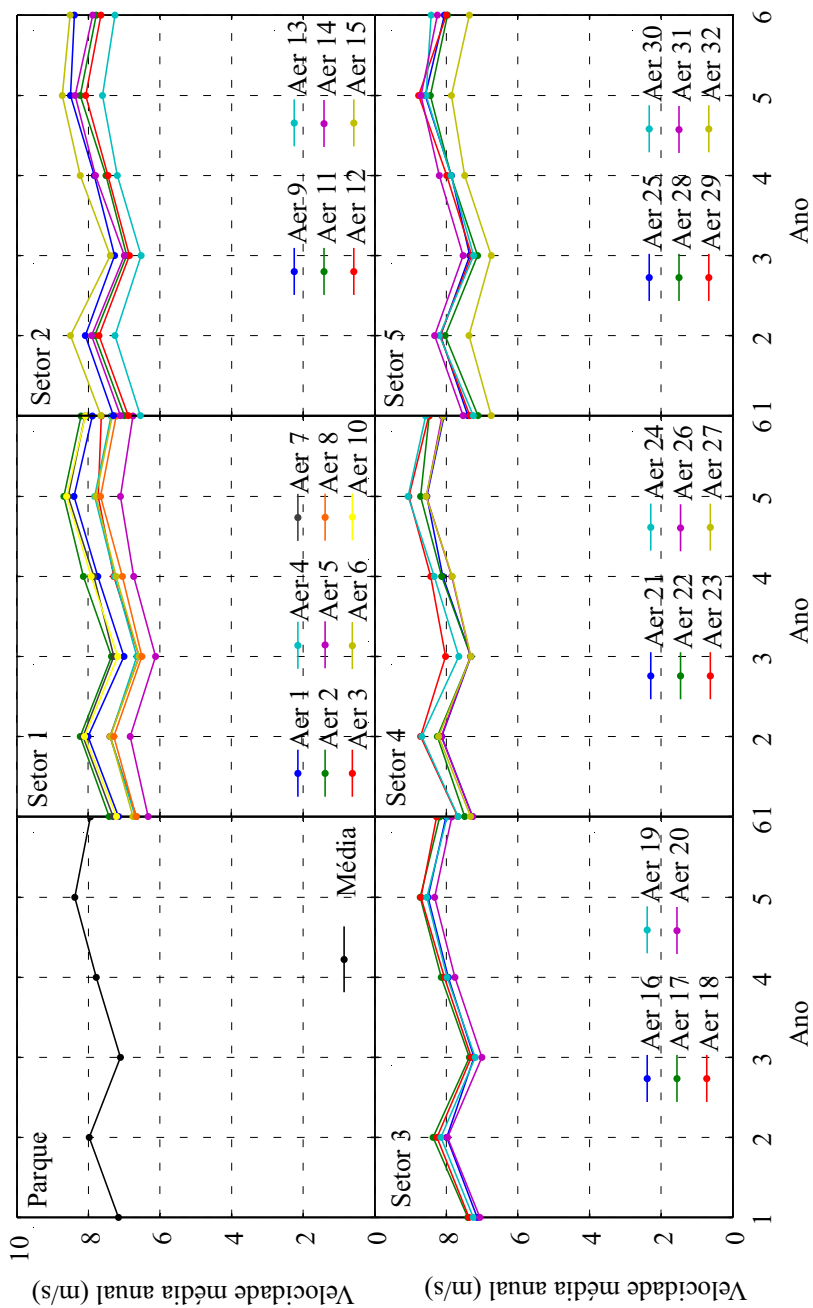
se pode fazer é que nos primeiros semestres de 2009, 2011, 2013 e 2014 ocorreram grandes quedas na velocidade. Repara-se também que os picos de maior velocidade estão situados entre o nono e o décimo primeiro mês de cada ano.

Percebe-se também que a menor velocidade média registrada para o parque foi no quinto mês de medição, 4,69 m/s, e a maior velocidade média registrada foi no quadragésimo sexto mês (outubro de 2012), 10,34 m/s. Com isso, verifica-se que ocorreram grandes oscilações na média da velocidade ao longo destes anos.

Na Figura 34, são apresentadas as velocidades médias anuais medidas nos anemômetros da nacele para cada aerogerador, sendo este agrupado por setor, e para o parque. A média 1 é referente ao ano de 2009, a 2 ao de 2010 e, assim, até a média 6 ser a média de 2014, referente ao primeiro semestre.

Percebe-se através da Figura 34, que a velocidade média do parque vem aumentando nos últimos anos, e que 2014, apesar de ter

Figura 34 – Velocidade média anual do parque e dos setores



registrado apenas os seis primeiros meses, já possui uma média igual ou superior aos demais anos (exceto pelo ano de 2013).

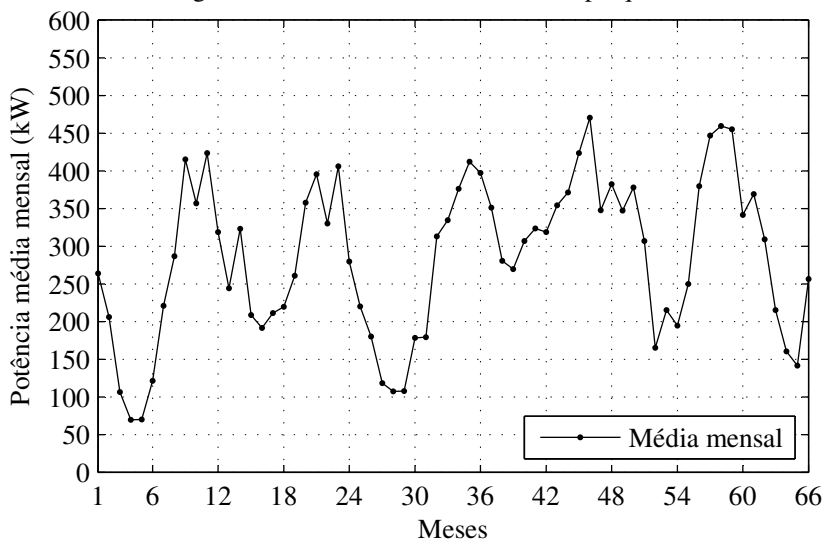
Para o setor 1, observa-se que nos aerogeradores situados atrás, a velocidade média anual é inferior a dos demais e o aerogerador 2 é o que apresenta uma melhor média no setor para todos os anos. No setor 2, o aerogerador 13 é o que recebe a pior velocidade média, devido ao fato que, nas direções de maior velocidade, ele entra na esteira do aerogerador 14. Já o aerogerador 15 é o que recebe a melhor média do setor. Para o setor 3, o aerogerador 20 é o que apresenta a menor velocidade média anual. Os aerogeradores 16 e 19 tiveram para os anos de 2013 e 2014 praticamente a mesma velocidade média anual, o que também ocorreu com os aerogeradores 17 e 18, em 2013. No setor 4, fica difícil de identificar quais os aerogeradores que recebem a maior e a menor velocidade média do ano, pois para a maioria das médias, há mais de um aerogerador para cada ponto, ou seja, ocorre que sempre dois ou mais aerogeradores possuem a mesma média. Isso pode ser observado facilmente com a média do ano de 2011 (ponto 3), quando os aerogeradores 21, 22, 26 e 27 apresentaram a mesma média anual de velocidade. No setor 5, é possível observar que o aerogerador 32 é o que recebe a menor média anual do setor enquanto o aerogerador 31 apresenta a maior média, para os quatro primeiros anos, sendo ultrapassado pelo aerogerador 29, em 2013, e pelo aerogerador 30, em 2014. De todos os setores, o 4, é o que apresenta uma média maior em relação aos demais, sendo que, todos os setores seguem o mesmo comportamento do parque.

#### **4.2.2.2 Análise da potência do parque**

Nesta seção, será apresentado o comportamento da potência média mensal do parque dividida pelos trinta e dois aerogeradores ao longo dos cinco anos e meio (1º de janeiro de 2009 a 30 de junho de 2014). Lembrando que a potência média de 2014 inclui apenas os seis

primeiros meses do ano.

Figura 35 – Potência média mensal do parque



Observando-se a Figura 35, percebe-se que a potência média segue o mesmo comportamento da velocidade do vento, porém com picos e vales mais acentuados, pois depende do cubo da velocidade.

Nas Figuras 36 a 40, são apresentadas as potências médias anuais por aerogerador, sendo estes agrupados por setor.

Observando-se as figuras para os cinco setores do parque (Figuras 36 a 40), percebe-se que todos os aerogeradores apresentaram uma potência média anual superior no ano de 2012, seguido por 2013 e 2010, ou seja, independentemente da localização do aerogerador no parque, todos seguem a mesma tendência em relação à potência média. É importante salientar que mesmo que a potência média anual para o ano de 2014 esteja relacionada apenas ao primeiro semestre do ano, meses que, conforme foi observado na Figura 33, são meses de ventos com velocidades mais baixas, este ano, na maioria dos aerogeradores, já igualou ou superou os anos de 2009 e 2011.

Figura 36 – Potência média anual do setor 1

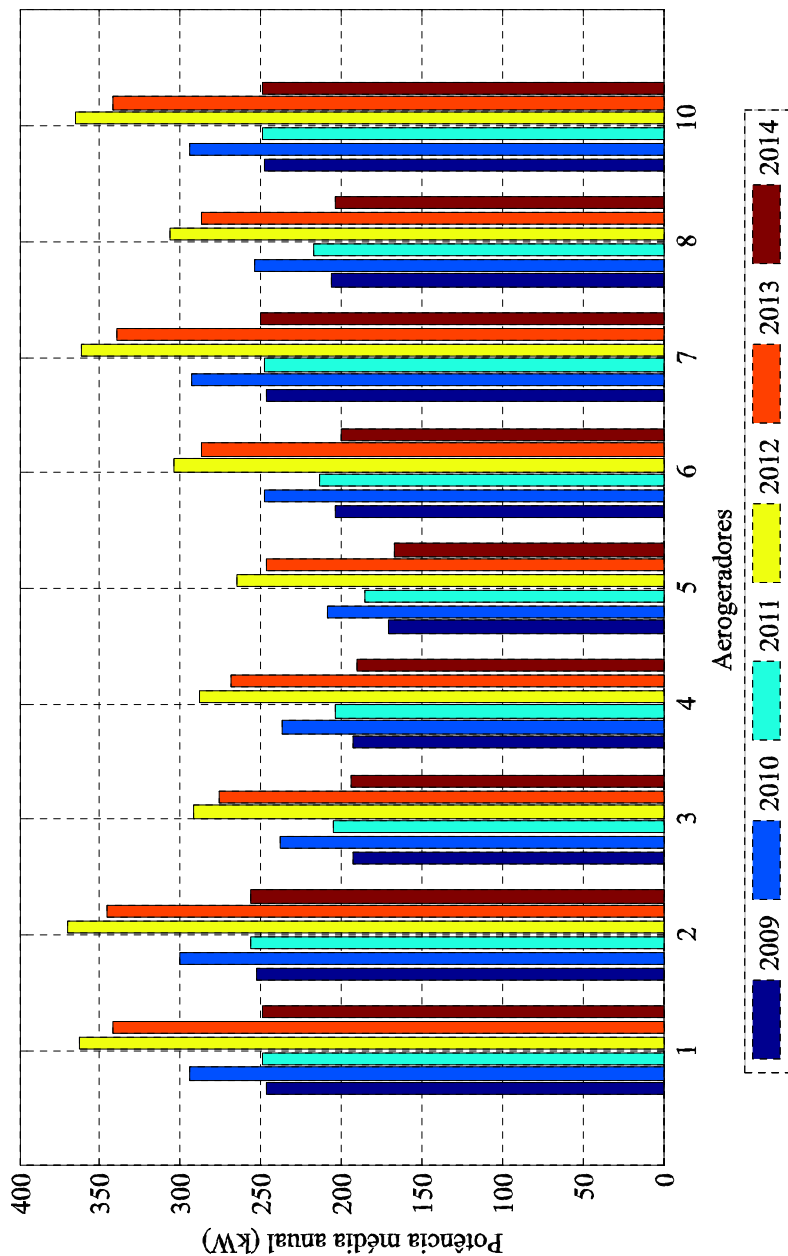


Figura 37 – Potência média anual do setor 2

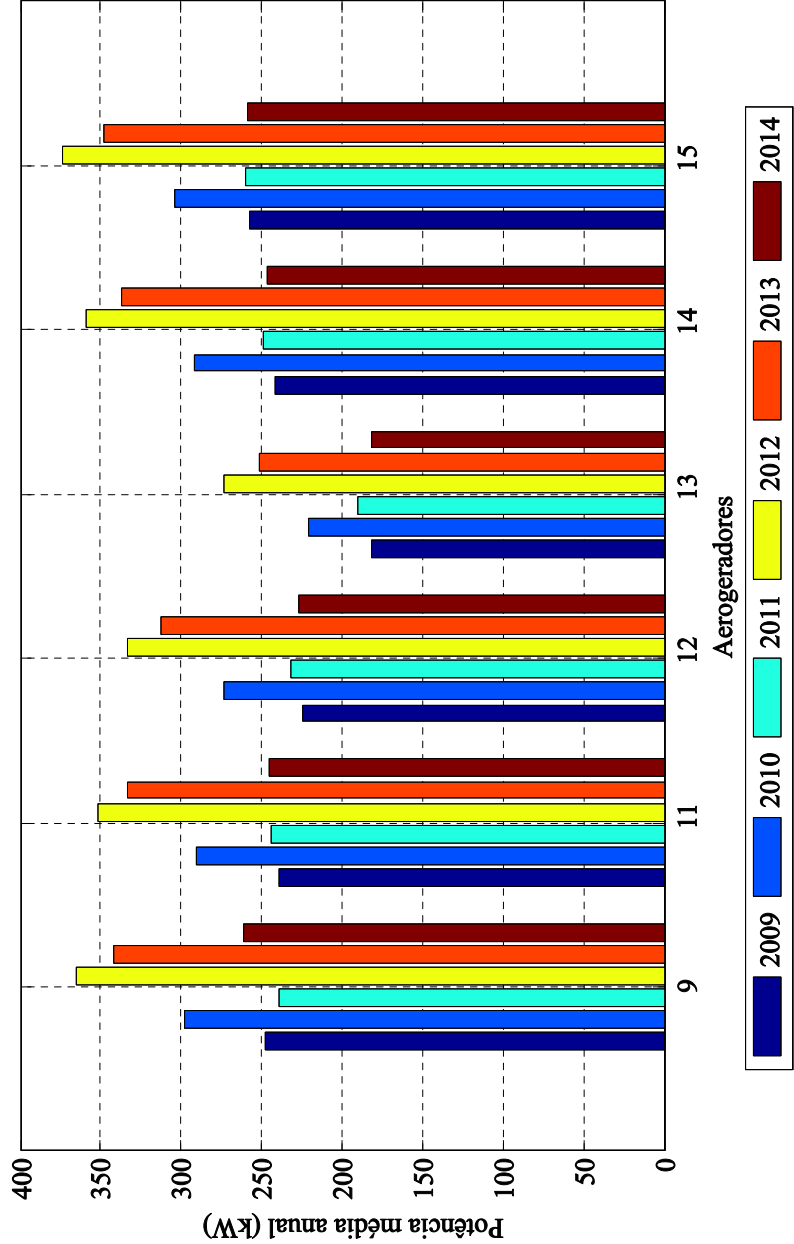




Figura 38 – Potência média anual do setor3

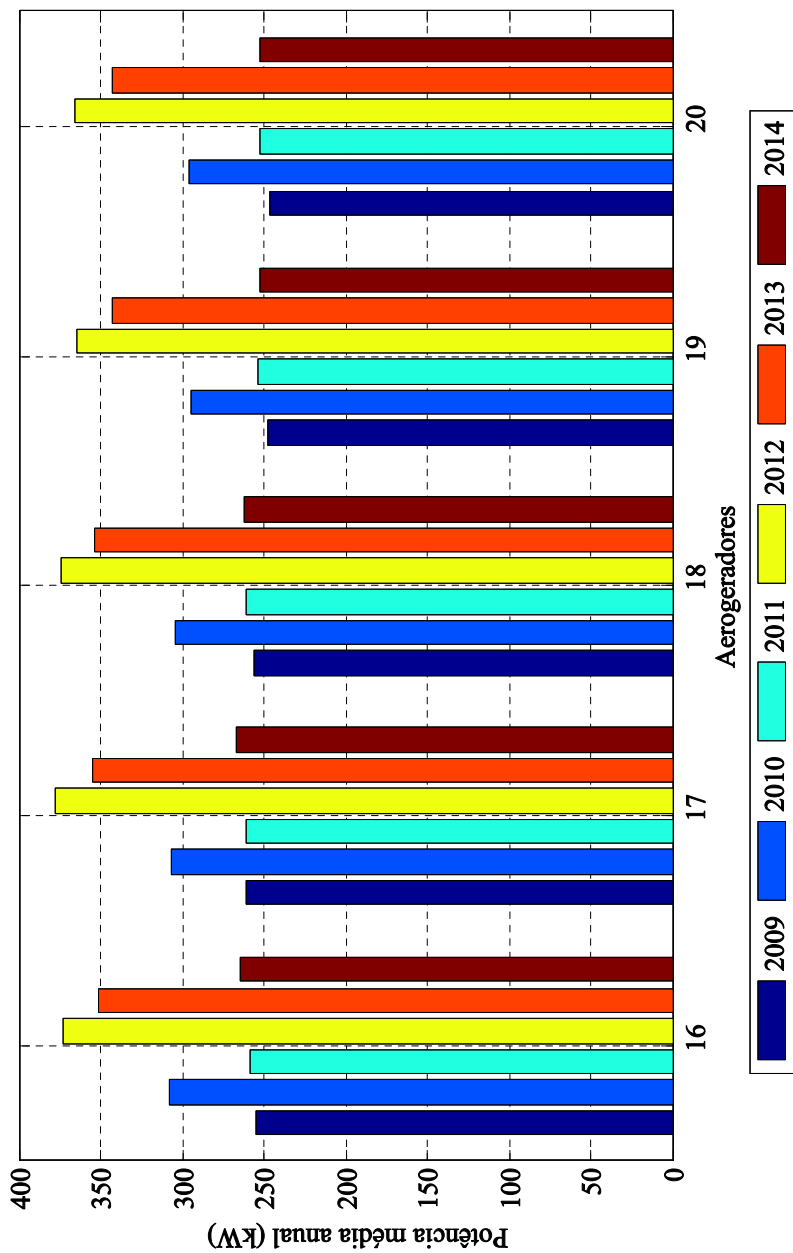


Figura 39 – Potência média anual do setor 4

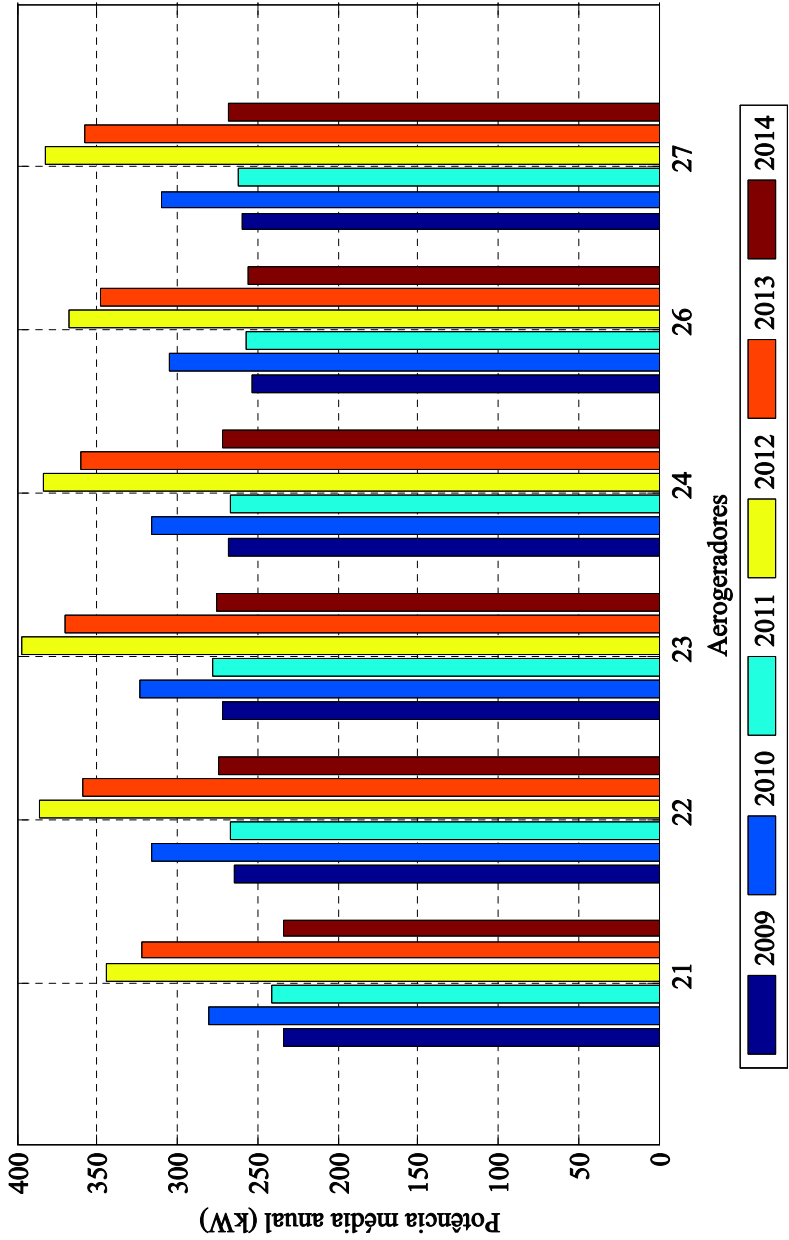
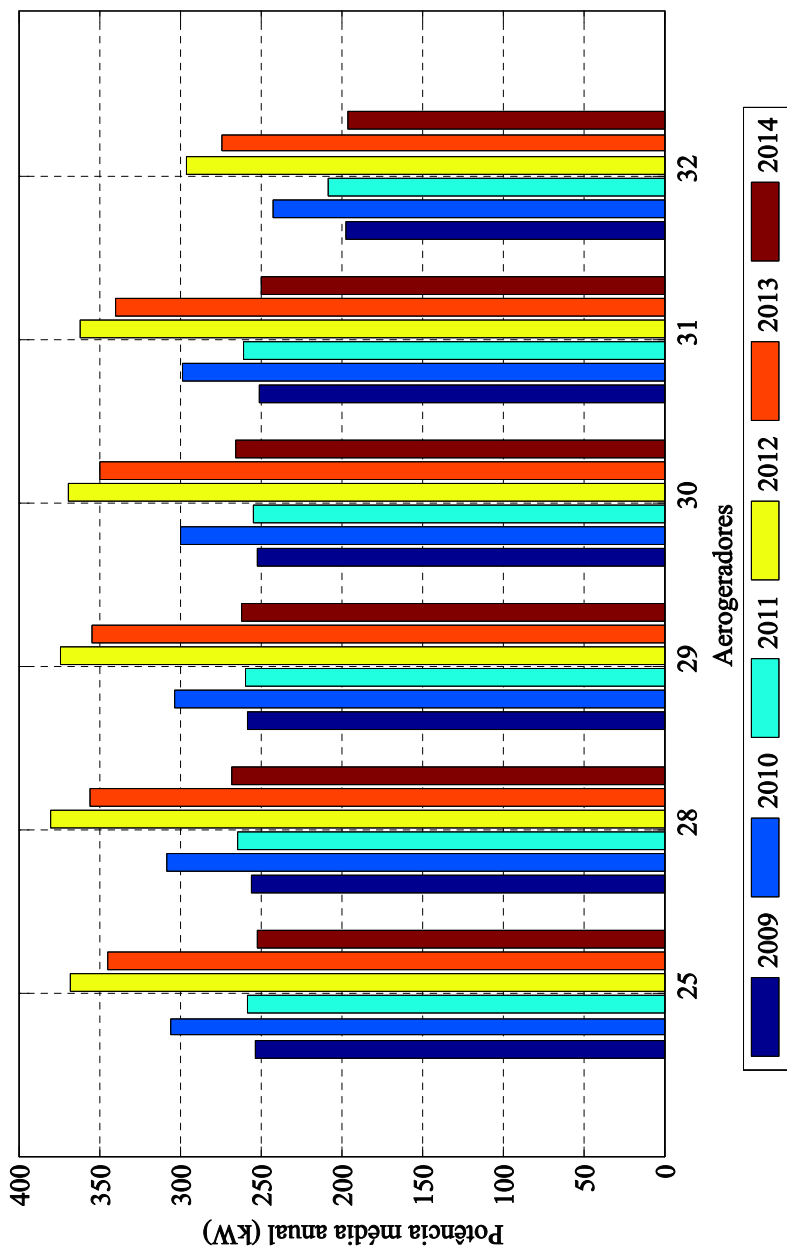


Figura 40 – Potência média anual do setor 5



A Tabela 12 apresenta as potências médias anuais para cada setor, baseadas nas médias dos aerogeradores, e para o parque e a Tabela 13 para cada aerogerador. E

Tabela 12 – Potência média para os setores e para o parque

	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>Média</b>
Setor 1	217,52	262,90	225,26	323,82	303,68	217,73	258,48
Setor 2	232,14	279,41	235,80	342,74	321,02	236,43	274,59
Setor 3	253,42	301,45	257,13	370,99	349,28	259,52	298,63
Setor 4	258,53	308,24	262,00	376,49	352,70	262,97	303,49
Setor 5	244,21	292,80	250,52	357,84	336,12	248,78	288,38
Parque	238,56	286,13	243,84	350,99	329,33	242,07	281,82

De acordo com a Tabela 12, o setor 4 foi o que exibiu a maior potência média anual entre todos os setores ao longo do período enquanto o setor 1 foi o que exibiu a menor potência média, sendo a diferença entre esses valores extremos de 45 kW.

De acordo com os resultados da potência média anual, equivalente à energia gerada anualmente, mostrados na Tabela 13, o aerogerador 23, localizado no setor 4, foi o que exibiu a maior potência média anual enquanto o aerogerador 05, localizado no setor 1, foi o que exibiu a menor potência média. A diferença entre a média do período para estes dois aerogeradores é de aproximadamente 112 kW. Percebe-se que a diferença entre a potência média dos setores é menor do que quando se compara a potência gerada dos aerogeradores individualmente, ou seja, quando se analisa por setor, pode-se não ter a visão clara de que algum aerogerador está gerando bem abaixo do que poderia estar trabalhando.

Tabela 13 – Potência média anual para os aerogeradores

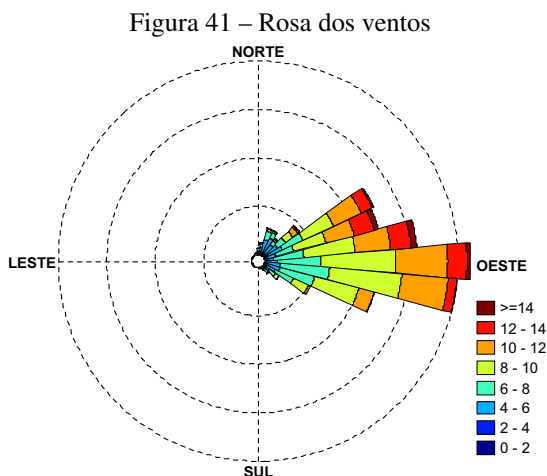
<b>Aerogerador</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>Média</b>
A1	246,07	294,56	249,29	362,39	341,65	248,86	290,47
A2	251,99	299,79	256,71	370,08	345,78	256,43	296,80
A3	193,06	237,40	204,85	292,18	275,53	194,33	232,89
A4	192,47	236,56	203,34	287,60	268,17	190,44	229,76
A5	171,07	208,98	185,86	264,60	246,34	166,44	207,21
A6	203,31	248,17	213,89	304,18	286,46	200,35	242,73
A7	245,89	292,82	247,65	362,08	339,49	250,18	289,69
A8	206,49	253,38	216,55	306,38	287,42	203,87	245,68
A9	247,46	297,42	239,35	365,42	342,10	260,62	292,06
A10	247,28	294,38	249,17	364,86	342,28	248,70	291,11
A11	239,66	290,25	244,28	351,57	333,89	245,09	284,12
A12	224,93	273,22	232,06	332,90	312,86	226,79	267,13
A13	181,68	220,22	190,07	273,44	251,92	181,15	216,41
A14	241,30	291,87	249,38	359,56	336,75	246,53	287,56
A15	257,82	303,50	259,68	373,55	348,57	258,43	300,26
A16	255,28	307,35	258,68	372,99	350,93	264,32	301,59
A17	261,37	306,74	260,39	377,89	355,20	266,39	304,66
A18	255,74	303,82	260,86	373,50	354,16	262,48	301,76
A19	247,84	294,11	253,14	364,81	342,71	252,34	292,49
A20	246,89	295,25	252,60	365,76	343,37	252,07	292,66
A21	233,61	280,51	240,78	344,17	321,70	233,18	275,66
A22	264,66	315,97	267,43	385,39	359,45	273,90	311,14
A23	271,46	322,91	277,64	396,51	370,03	275,19	318,96
A24	268,49	315,54	266,49	383,19	360,49	271,60	310,97
A25	253,23	305,01	258,12	367,34	345,03	252,40	296,86
A26	253,36	304,68	257,42	367,08	347,44	256,22	297,70
A27	259,60	309,83	262,20	382,63	357,06	267,73	306,51
A28	255,96	308,43	263,83	380,37	355,31	268,00	305,32
A29	257,41	303,64	259,24	373,58	354,05	261,17	301,51
A30	251,79	298,99	253,83	368,42	349,79	265,61	298,07
A31	250,14	298,45	260,16	361,84	339,37	249,57	293,25
A32	196,74	242,30	207,92	295,48	273,17	195,94	235,26

### 4.2.3 Direção do vento

Nesta subseção, serão apresentados os gráficos referentes à influência da direção do vento sobre as variáveis de velocidade, potência e horas do dia. O período de análise compreende 1º de julho de 2013 a 30 de junho de 2014, pois é o período pós instalação da torre anemométrica,

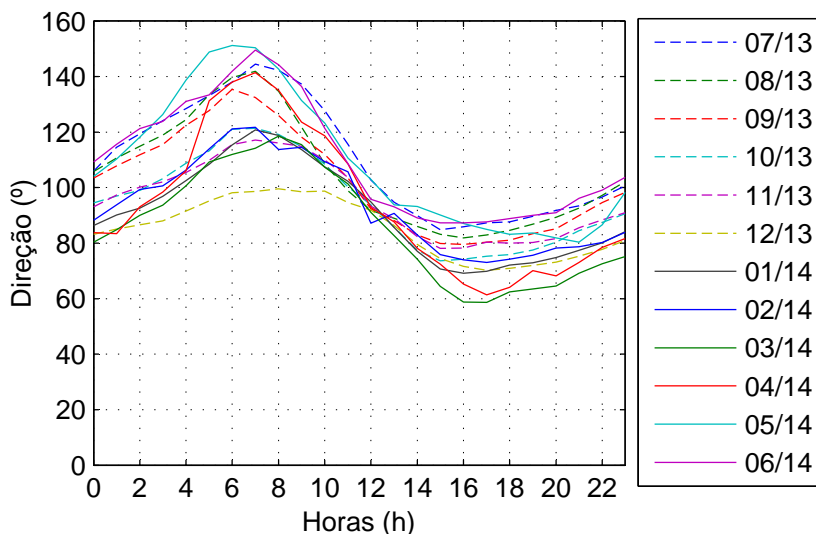
ou seja, é quando os dados de direção começaram a ser registrados.

Na Figura 41, é apresentada a rosa dos ventos a fim de se verificar quais foram as direções predominantes e a frequência de cada velocidade nestas direções. A rosa dos ventos mostra que os ventos incidem com maior frequência, no parque eólico de Beberibe, nas direções entre os ângulos de  $70^\circ$  a  $120^\circ$ , conforme já observado na Figura 29, e entre  $60^\circ$  e  $90^\circ$  estão as maiores velocidades encontradas (faixas marrons).



O comportamento mensal do vento, em relação às horas do dia (Figura 42), também foi analisado e concluiu-se que, ele possui um comportamento muito parecido para todos os meses do ano. Entre 0 h e 7 h o vento começa a aumentar a sua direção, sendo que para meses em que houve uma redução da velocidade, ele foi de  $80^\circ$  a  $110^\circ$ , enquanto que para os meses de maior velocidade, ele foi de  $105^\circ$  até  $150^\circ$ . Entre 7 h e 15 h, o vento começa a diminuir a sua direção até chegar entre  $60^\circ$  e  $90^\circ$  e a partir das 15 h ele começa a aumentar novamente a sua direção até retornar para os ângulos de  $80^\circ$  ou  $110^\circ$ .

Figura 42 – Hora x Direção do parque



#### 4.2.3.1 Análise da influência da direção na velocidade e na potência

Nesta subseção serão apresentados os resultados encontrados para a velocidade média do vento e potência média dos aerogeradores em cada direção do parque e dos setores. Também são apresentadas as razões entre velocidades e potências. A razão entre velocidades é dada pela razão entre a velocidade média do aerogerador e a velocidade média do parque. A razão entre potências é dada pela razão entre a potência média do aerogerador e a potência média do parque. A velocidade do vento utilizada para os cálculos das razões, foi a velocidade medida pela nacelle e corrigida pela função de transferência, no período entre 1º de julho de 2013 e 30 de junho de 2014.

Nas Figuras 43 e 44, são apresentadas a velocidade do vento média e a potência média em função da direção para o parque.

Observando-se as Figuras 43 e 44, percebe-se que elas mostram o mesmo comportamento, com seus valores máximos encontrados na

Figura 43 – Velocidade do vento em relação a direção para o parque

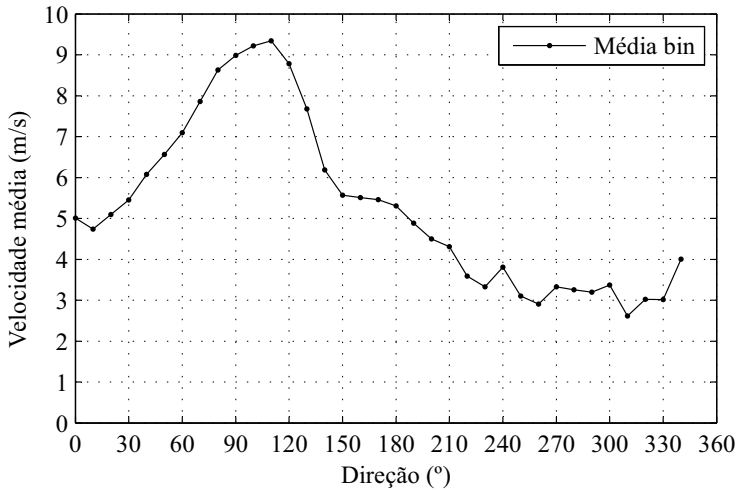
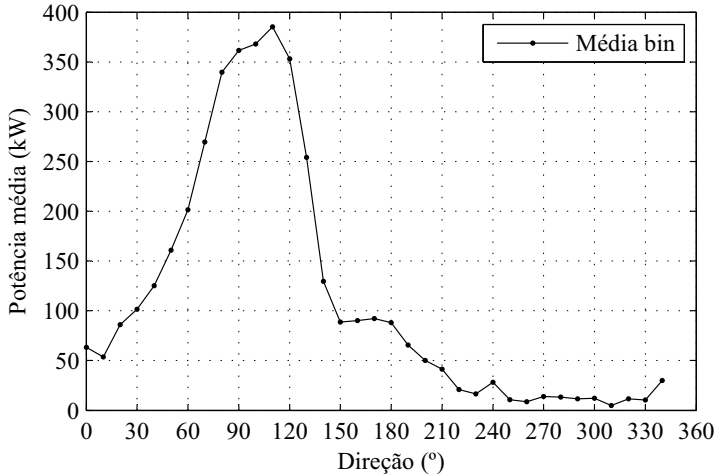


Figura 44 – Potência em relação a direção para o parque



direção de 110°. Para as direções superiores a 240°, tem-se as velocidades mais baixas e, conseqüentemente, as menores potências também.

Nas Figuras 45 a 49 serão apresentados os comportamentos da velocidade e da potência, bem como suas razões, para os setores/aerogeradores. Pode-se observar que os setores acompanham o comportamento



do parque, tanto para a velocidade quanto para a potência. A velocidade do vento começa a aumentar a partir de  $10^\circ$ , atingindo o seu máximo em  $110^\circ$ , quando diminui até  $230^\circ$  e, em seguida, apresenta um pequeno aumento para, finalmente, apresentar subidas e descidas, em um intervalo de aproximadamente 1 m/s. O comportamento da curva da potência é muito parecido com o da velocidade: ela vai subindo até aproximadamente  $100^\circ$ , onde dá um salto até  $110^\circ$ , cai em  $120^\circ$ , sobe novamente em  $130^\circ$ , cai até  $160^\circ$ , onde sobe mais um pouco até quase  $180^\circ$ , cai novamente até  $230^\circ$ , em  $240^\circ$  ela sobe um pouco, e se mantém estável até  $300^\circ$  e depois fica oscilando entre subidas e descidas.

Nas Figuras 50 a 56, são apresentados os resultados das simulações baseadas no modelo de esteira de Jensen, ver item 2.5.1 e Katic, Højstrup e Jensen (1986), em função dos diâmetros e velocidades das esteiras geradas por cada aerogerador, para as direções entre  $60^\circ$  e  $120^\circ$  que, como mostrado pelo histograma das direções, na Figura 30, representa o intervalo angular com as direções predominantes do vento, com 84,14 % dos dados, no parque. Os resultados dessas simulações permitem explicar as perdas de velocidade para os aerogeradores conforme se mostrou nas Figuras 45-49. As simulações consideraram um comprimento de esteira de nove diâmetros ( $=9 D$ ) e as velocidades médias do vento para cada direção, de acordo com a Figura 43. Em relação à velocidade de entrada no aerogerador, não foi levado em conta se este estava ou não sob a esteira, pois se estava interessado em descobrir o alcance da esteira e sua velocidade, caso o aerogerador não sofresse nenhuma influência dos aerogeradores vizinhos. Também foi desconsiderada a sobreposição de esteiras para o cálculo da velocidade.

O setor 1 (Figura 45) é o que apresenta uma diferença maior no comportamento da velocidade dos seus aerogeradores, principalmente daqueles situados atrás (A3, A4, A5, A6 e A8), pois estes sofrem com as esteiras dos da frente, conforme mostrado nas Figuras 50 a 56, fazendo com que a velocidade do vento seja inferior a dos demais e, com isso,

Figura 45 – Análise da velocidade e potência para o setor 1

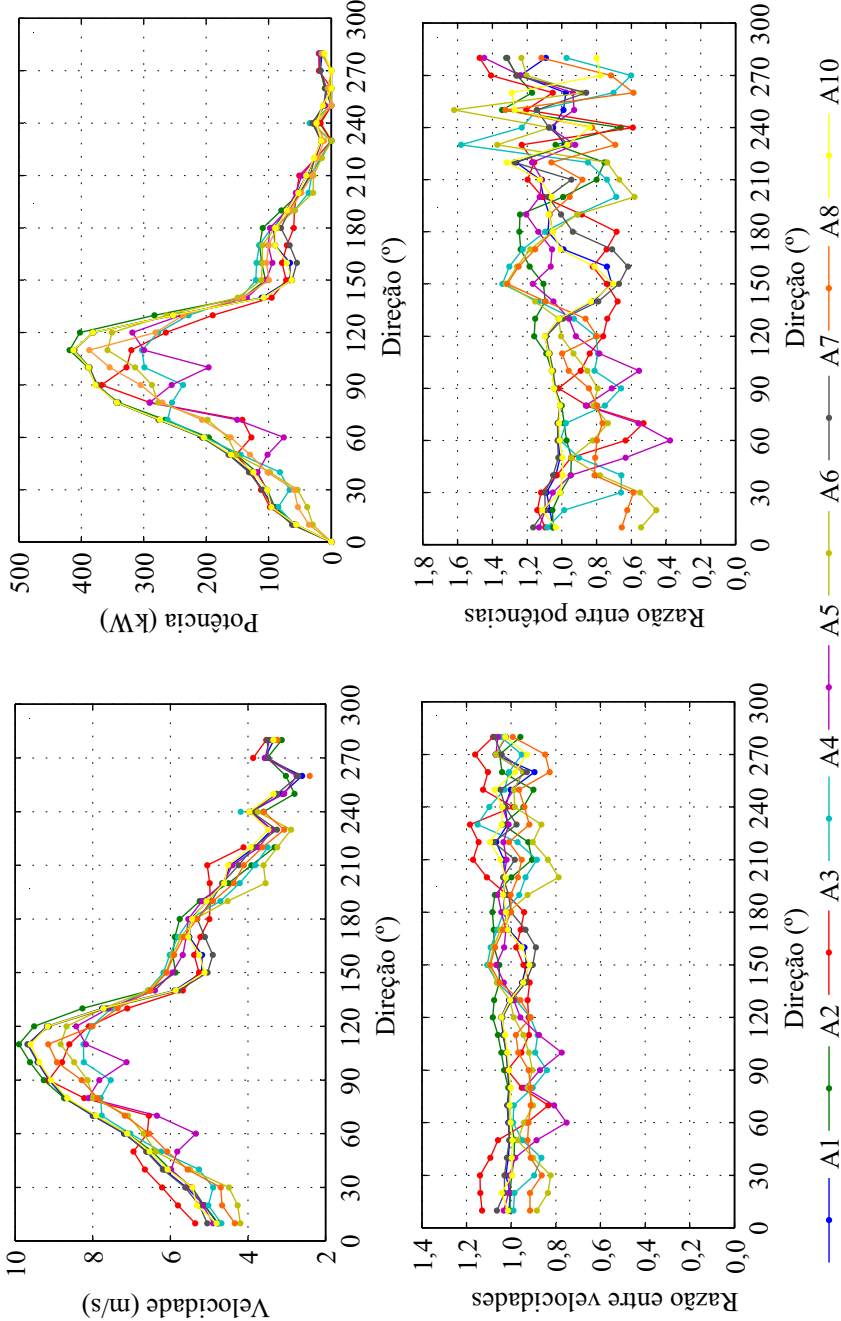


Figura 46 – Análise da velocidade e potência para o setor 2

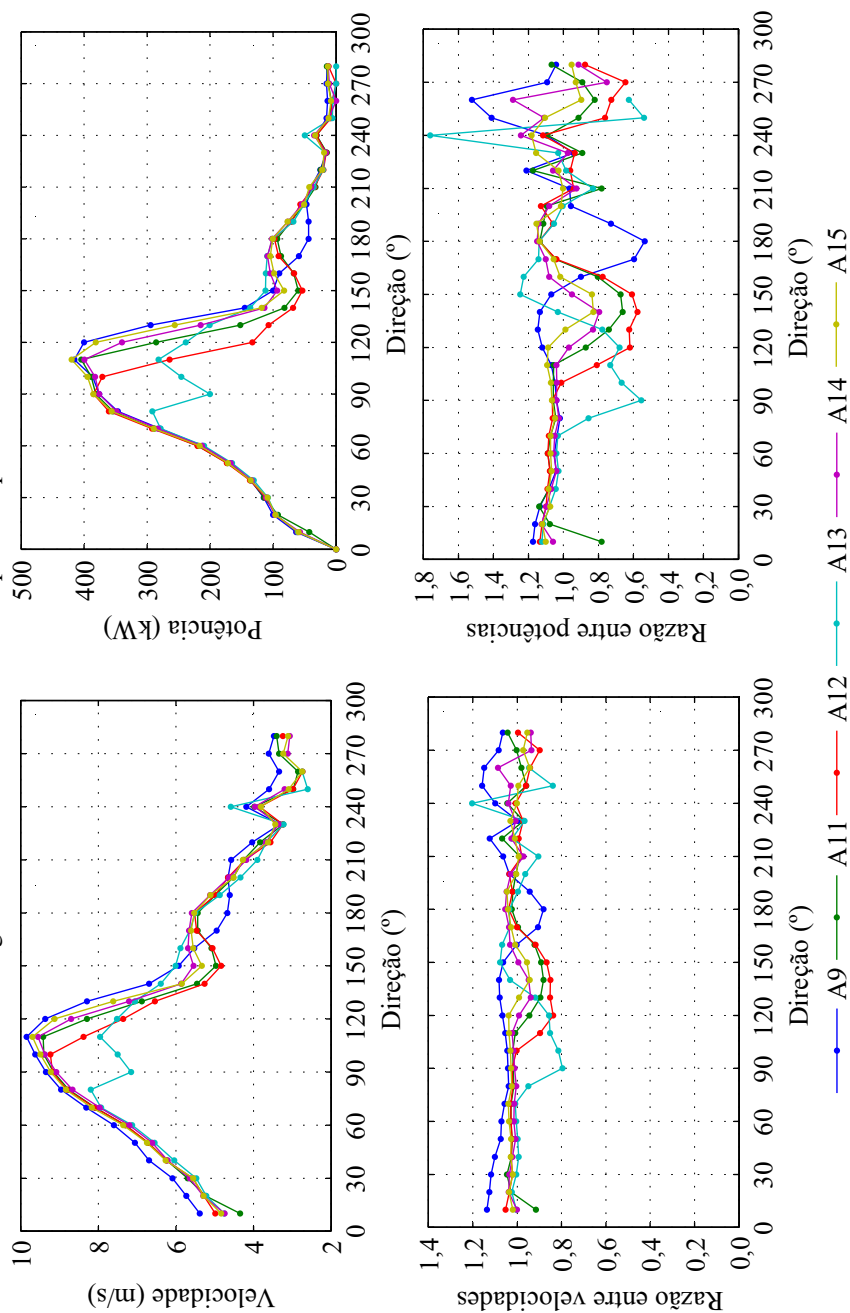


Figura 47 – Análise da velocidade e potência para o setor 3

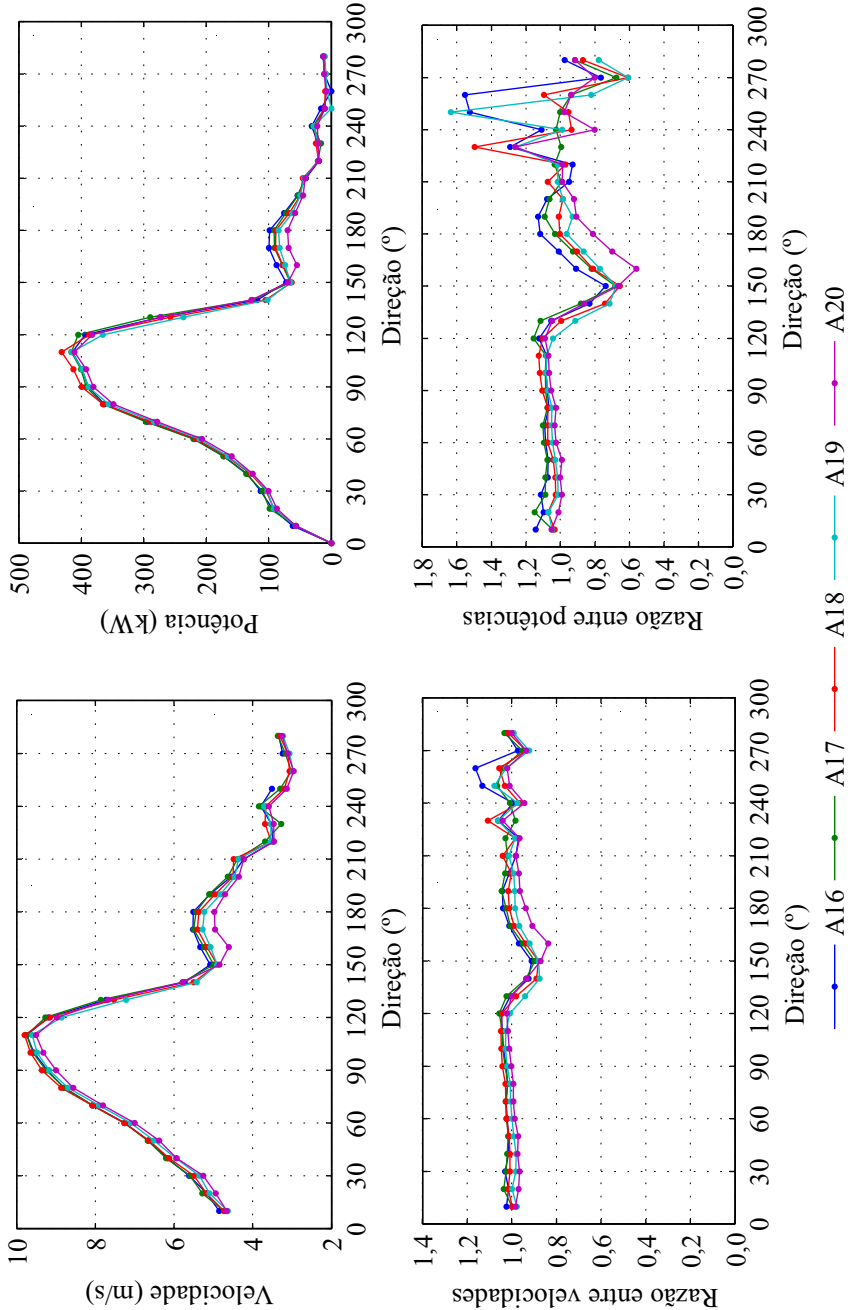


Figura 48 – Análise da velocidade e potência para o setor 4

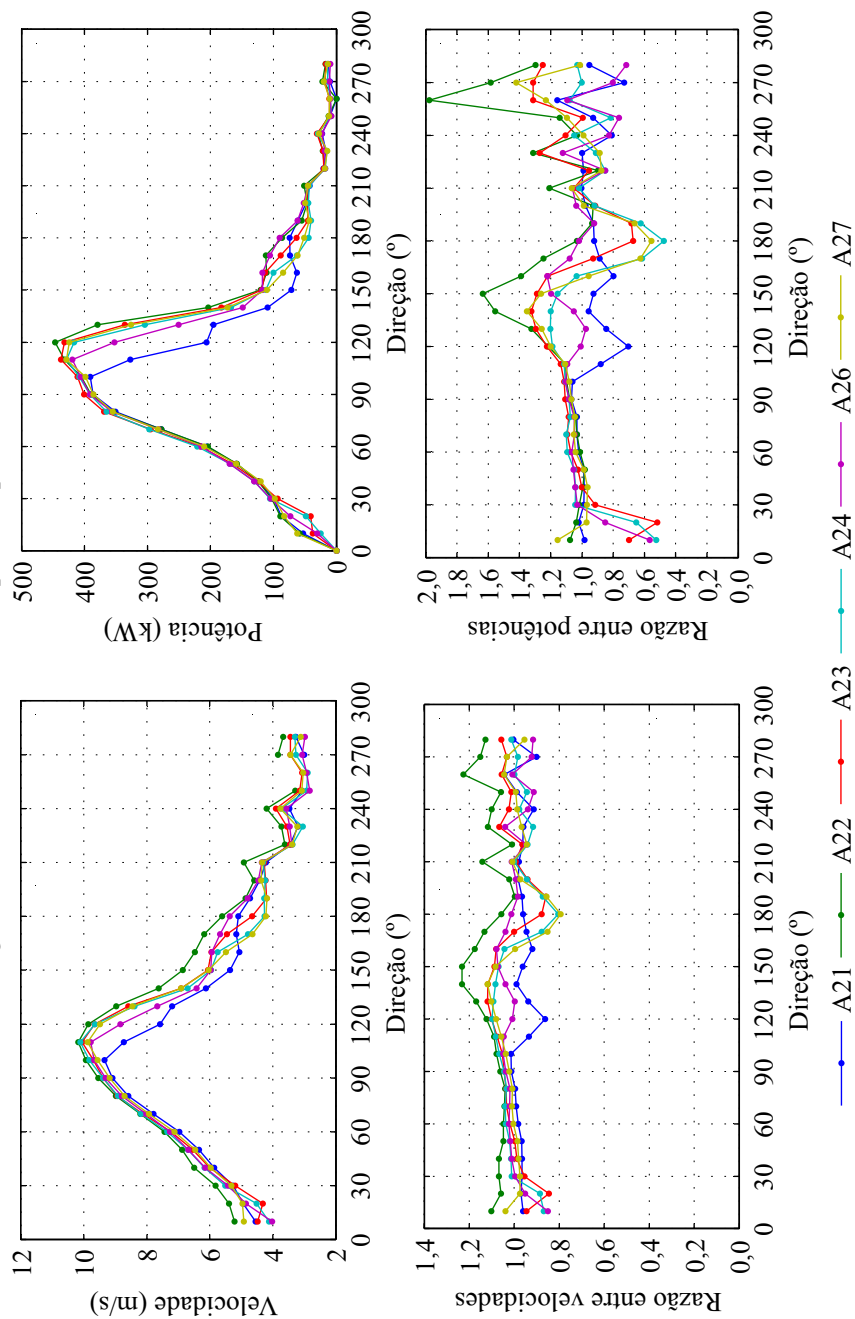


Figura 49 – Análise da velocidade e potência para o setor 5

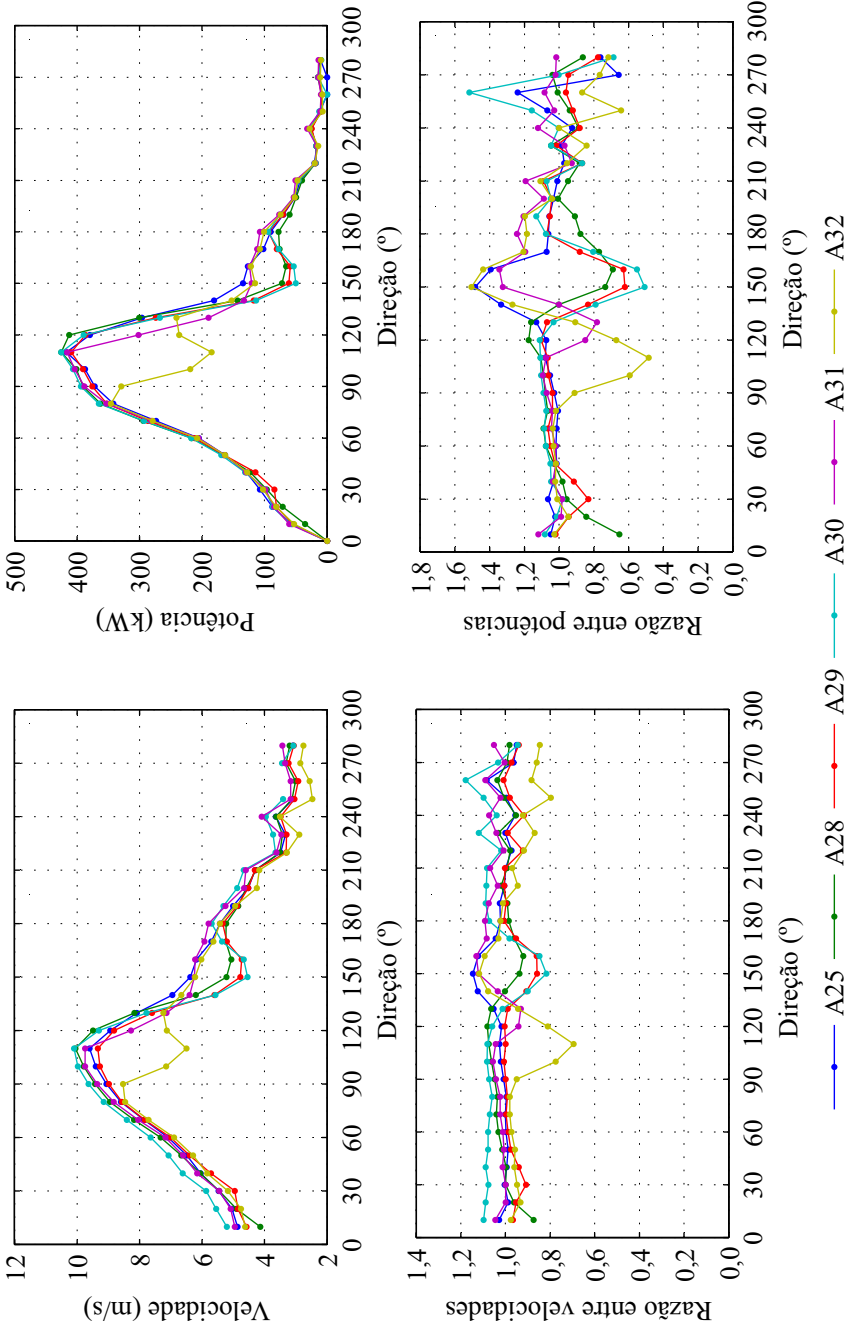


Figura 50 – Direção do vento = 60° e velocidade = 7,09 m/s

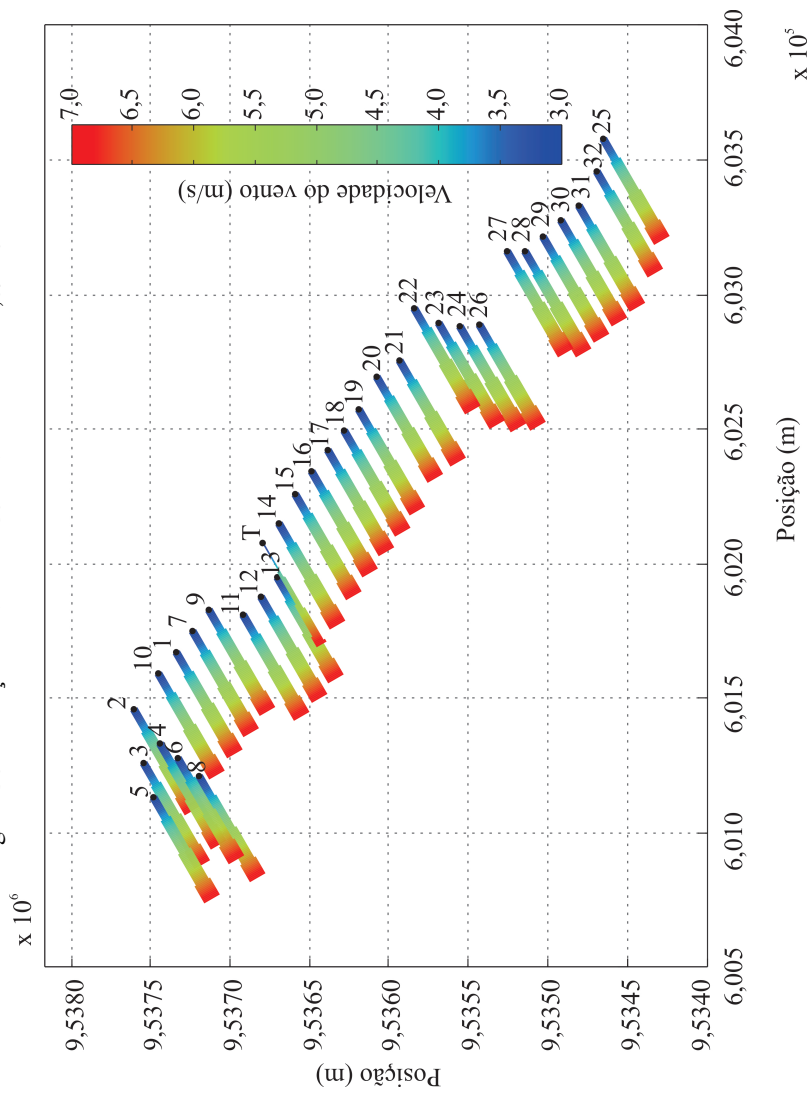


Figura 51 – Direção do vento = 70° e velocidade = 7,86 m/s

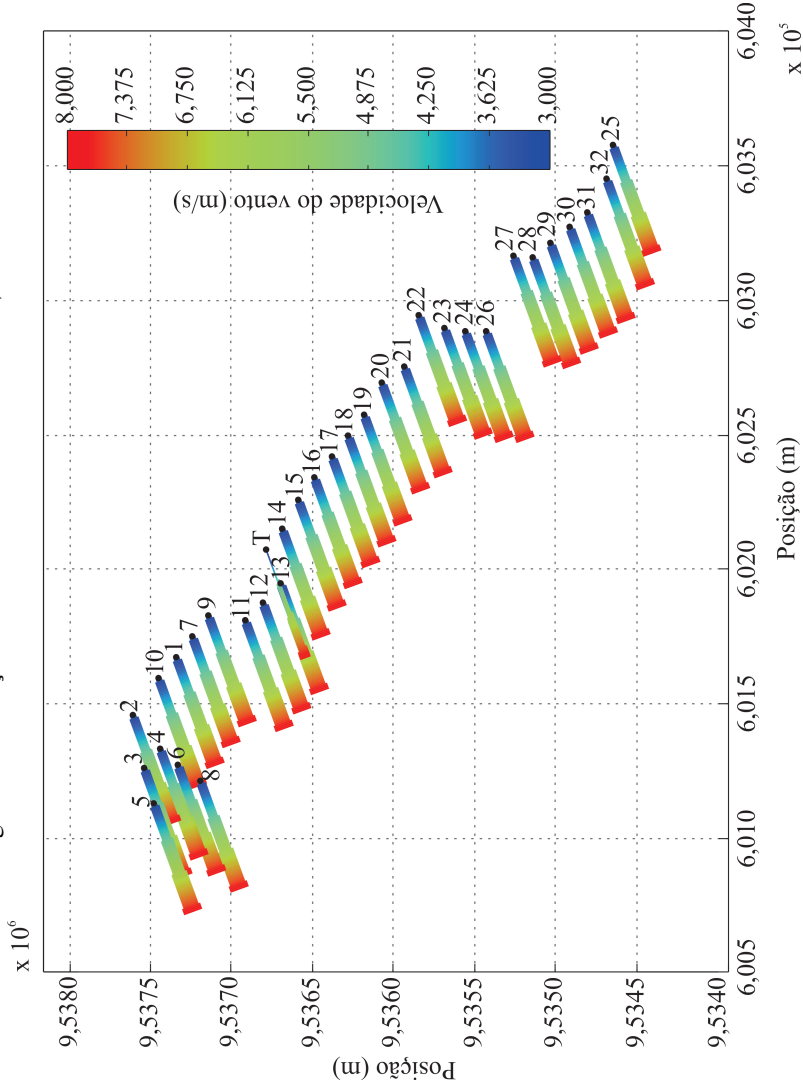




Figura 52 – Direção do vento = 80° e velocidade = 8.63 m/s

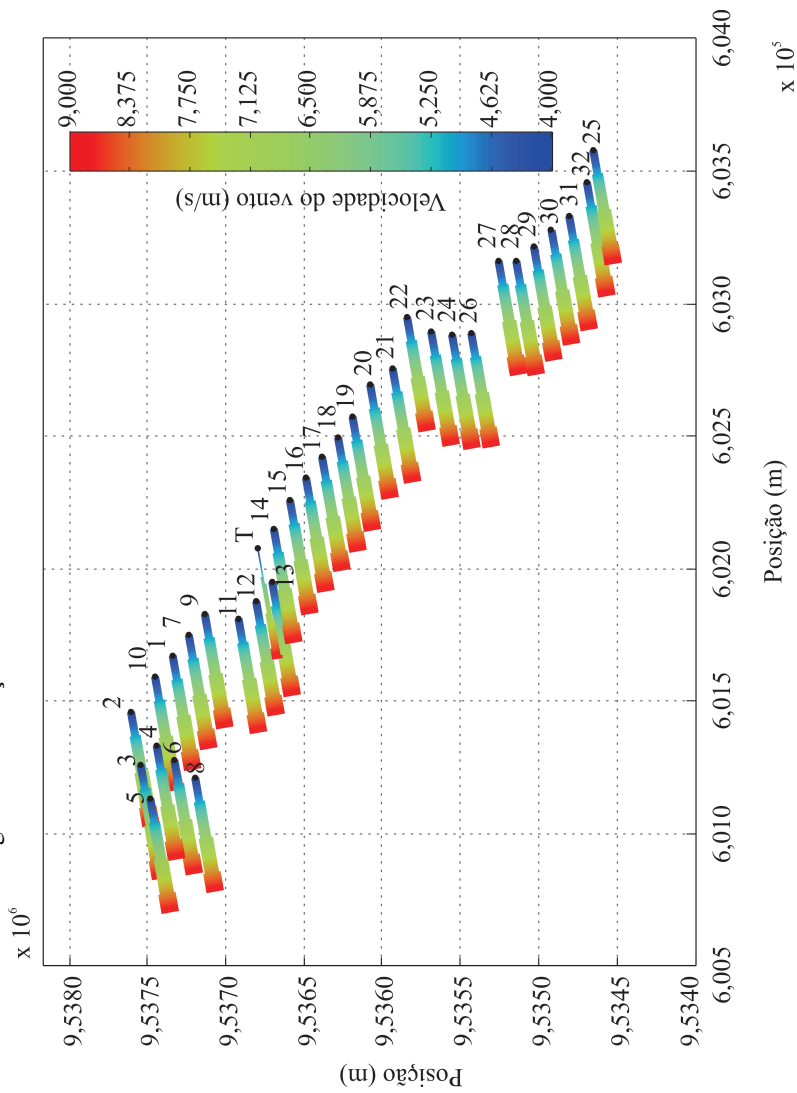


Figura 53 – Direção do vento = 90° e velocidade = 8.98 m/s

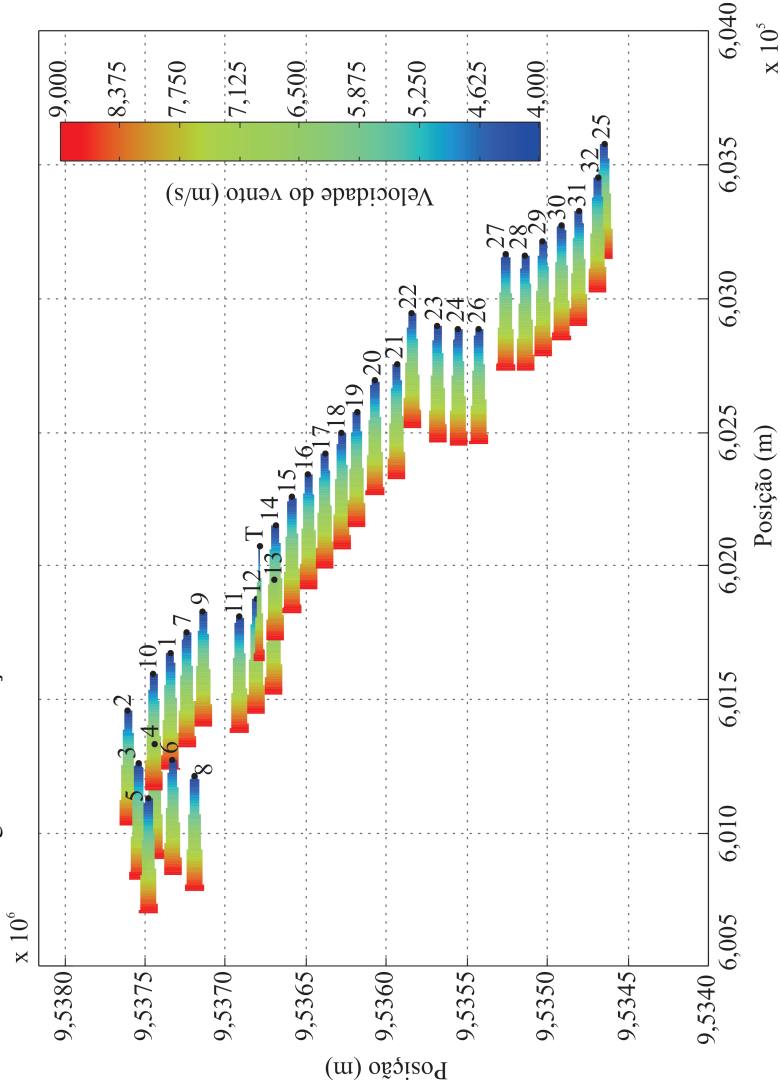


Figura 54 – Direção do vento = 100° e velocidade = 9,22 m/s

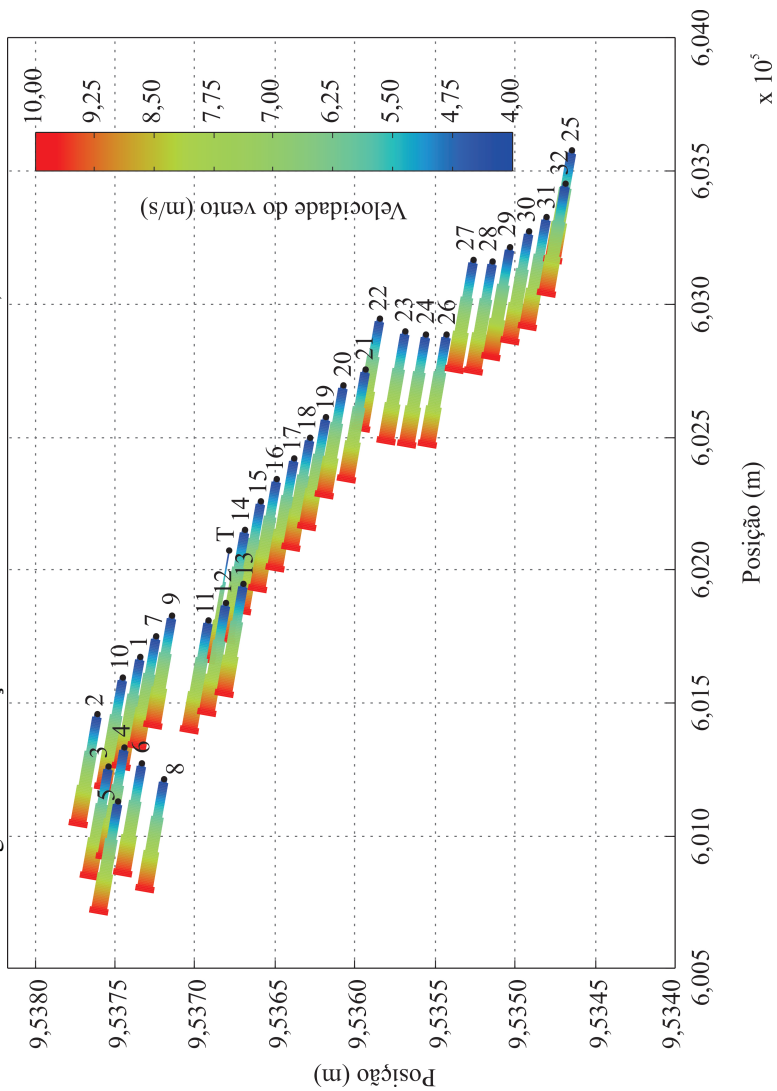


Figura 55 – Direção do vento = 110° e velocidade = 9,34 m/s

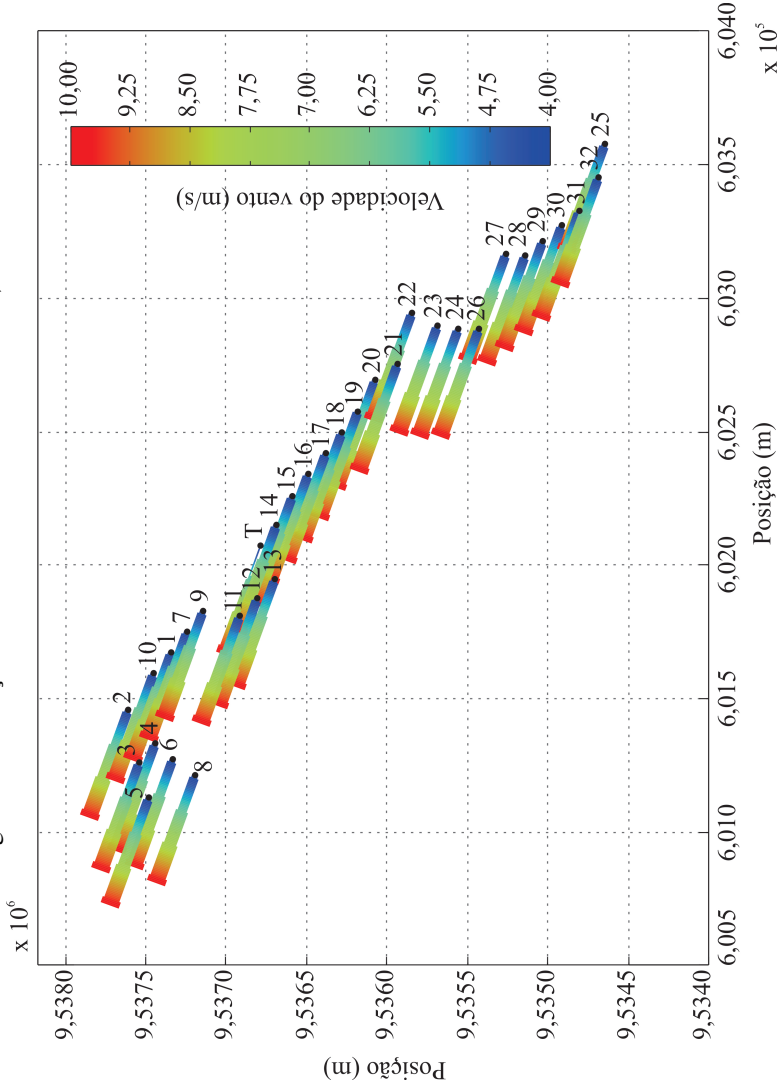
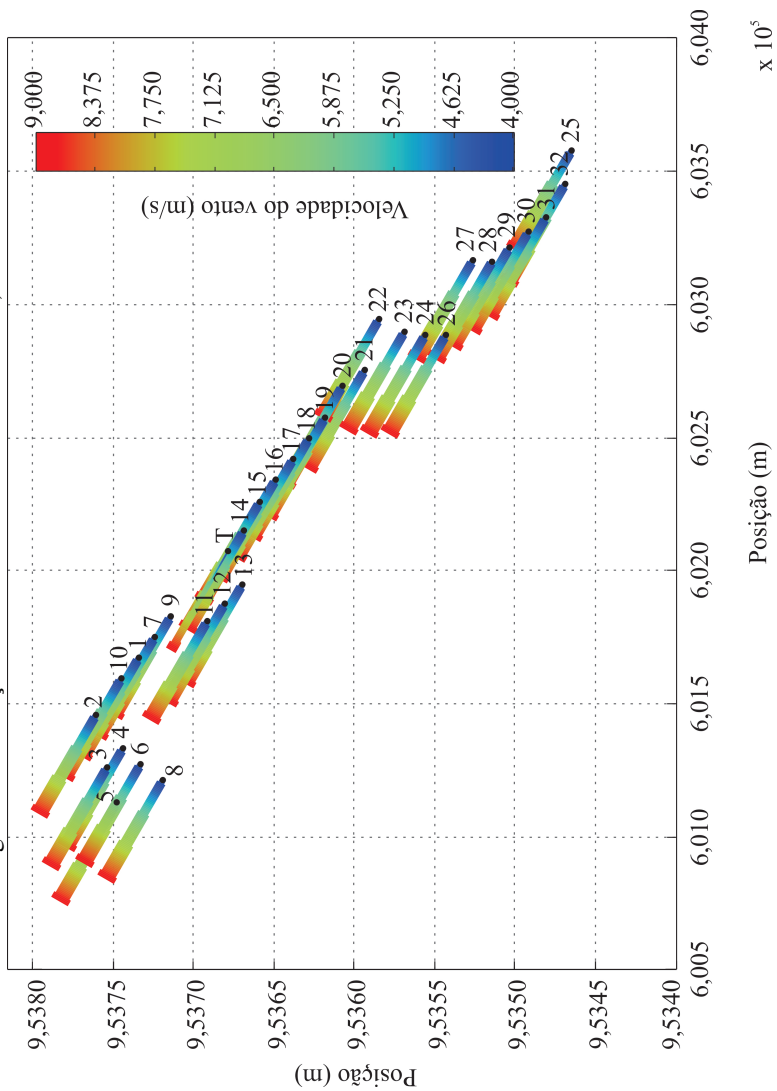


Figura 56 – Direção do vento =  $120^\circ$  e velocidade = 8,78 m/s



não consigam acompanhar o comportamento do parque, apresentando várias quedas de potência para o setor angular entre  $60^\circ$  e  $120^\circ$ . Em relação à razão entre velocidades, pode-se perceber que não se consegue chegar à nenhuma conclusão distinta quando a análise considera todos os nove aerogeradores, porém, quando se olha apenas para os que estão à frente (A1, A2, A7 e A10), percebe-se que a velocidade do vento que os atinge encontra-se na média da velocidade para o parque, até o ângulo de  $120^\circ$ , quando os aerogeradores 1, 7 e 10, indicam uma pequena queda na velocidade, já retornando à média, no ângulo de  $170^\circ$  para os aerogeradores A1, A2 e A10 e  $185^\circ$ , para o aerogerador 7. Entre os ângulos de  $130^\circ$  e  $170^\circ$ , para os aerogeradores de trás (A3, A4, A5, A6 e A8), a razão entre velocidades é maior do que para os da frente, pois como pode-se observar na Figura 56, em  $120^\circ$  os da frente vão entrando na esteira um do outro.

Na análise da razão entre potências, percebe-se que para os aerogeradores que se encontram detrás, a produção até a direção de  $130^\circ$  fica na maior parte do tempo abaixo da média do parque. Porém, quando se chega à direção de  $130^\circ$  também ocorre a inversão de potências a partir deste ângulo, o que já era esperado, visto que, a potência e a velocidade estão relacionadas. O aerogerador 2 é o único da frente que a partir desta direção não apresenta esta inversão de potência. Pode-se observar que o aerogerador 3 teve apenas seis pontos que ficaram na média ou acima, para as direções com ângulos inferiores a  $180^\circ$ . Isto porque ele fica parcial ou totalmente na esteira dos aerogeradores 2 e 10, conforme apresentado nas Figuras 50 a 56. Porém, a partir de  $200^\circ$  o aerogerador 3 passa a ser o aerogerador com maior potência para o setor.

Na Figura 46, os resultados da razão de velocidades para o setor 2 indicam que o aerogerador 13 acusa uma queda da velocidade do vento na direção de  $90^\circ$ , devido ao fato de que nesta posição, o vento bate primeiramente no aerogerador 14 e depois no de número 13, conforme mostrado na Figura 53. A distância entre aerogeradores, que estão na

direção predominante do vento, deve ser entre 6 e 10 D (MARTÍNEZ, 2003), o que não ocorre com a distância entre os aerogeradores 13 e 14, em que a distância é de apenas 4,2 D, estando o aerogerador 13 situado na esteira do 14. Para as direções no intervalo angular de  $170^\circ$  a  $190^\circ$ , o aerogerador 9 que vinha tendo uma boa velocidade até então, apresenta uma queda em relação aos demais aerogeradores do setor 2, pois ele se encontra entre as esteiras dos aerogeradores 11, 12, 13, 14 e 15 e a torre. Como os aerogeradores do setor 2 são os que estão mais próximos da torre, sendo a menor distância de 2,6 D (Aerogerador 14) e a maior de 5,8 D (Aerogerador 11), dependendo da direção do vento, estes também serão afetados pela esteira da torre. A grande influência da esteira está localizada entre  $110^\circ$  e  $160^\circ$ , quando os aerogeradores mais próximos à torre apresentam uma velocidade e razão entre potências mais baixas. Analisando as Figuras 53 e 54, à medida que o vento vai girando os aerogeradores 14 e 15 entram nas esteiras dos aerogeradores do setor 3, e os aerogeradores 11, 12 e 13 nas suas próprias esteiras. Porém, conforme mencionado anteriormente, o aerogerador 13 é afetado a partir de  $75^\circ$  mudando esta situação apenas em  $140^\circ$ . Na direção de  $160^\circ$ , ocorre a queda da potência do aerogerador 9, fenômeno contrário aos aerogeradores 14 e 15, chegando esta perda a 45% para a direção de  $180^\circ$ .

Na Figura 47, são mostrados os resultados para o setor 3. Comparado com os demais setores, o setor 3 apresenta uma maior uniformidade das velocidades e potências.. Observa-se que entre as direções de  $160^\circ$  e  $180^\circ$  o aerogerador 20 apresenta uma velocidade um pouco abaixo dos demais, mas fora deste intervalo angular a velocidade se iguala aos demais. Em relação à razão entre velocidades e potências, observou-se que entre as direções de  $120^\circ$  e  $180^\circ$  os aerogeradores apresentam uma queda na velocidade e, conseqüentemente, na potência, retornando a média do parque fora deste setor angular. Esta queda deve-se às esteiras causadas pelos aerogeradores do setor 3 e pelos aerogeradores 21 e 22,

conforme apresentado na Figura 54. Com esta queda o setor perde 40% da produção. Ele passa a sofrer uma nova queda na razão entre potências, entre os ângulos de 260° e 280°, alcançando uma queda também de 40% na produção.

Na Figura 48, são apresentados os resultados para o setor 4. entre 100° e 160° os aerogeradores 21 e 26 recebem o vento com velocidades inferiores às dos demais, pois conforme observado nas Figuras 53 e 54, eles trabalham parcialmente ou totalmente na esteira dos aerogeradores 22 e 27, o que acarreta em potências médias de geração também inferiores. Para as direções entre 150° e 160°, o aerogerador 21 entra na esteira do aerogerador 24 e fica com a menor potência de geração para estas direções, mesmo sendo de 8,4 D a distância entre os aerogeradores 21 e 24. Analisando-se as razões entre velocidades, percebe-se que para os ângulos entre 30° e 110° todos os aerogeradores possuem o mesmo comportamento, conforme demonstrado nas Figuras 50 a 54. Com exceção do aerogerador 21 que, para as direções de 100° e 110°, trabalha em esteira, todos os demais, até 100°, não entram em esteira e em 110°, todos começam a trabalhar parcialmente, conforme se observa na Figura 55. A esteira influencia mais este setor a partir de 170°, quando quatro aerogeradores do setor começam a produzir abaixo da média do parque. Para direções do vento entre 100° e 140°, o aerogerador 21 apresenta uma queda de produção de energia de até 30% em relação aos demais aerogeradores do setor 4. Os aerogeradores 24 e 27 são os que apresentam a maior queda de produção de energia, que chega a 55% e 45%, respectivamente, quando todos os aerogeradores desse setor entram em esteira. É importante destacar que de todos os cinco setores o setor 4 é o que demonstra uma produção bem acima da média do parque, chegando em algumas direções a produzir 40% a mais do que a média. A maior diferença em relação a média foi um pico de quase 100% produzido pelo aerogerador 22 na direção de 260°. Porém, como esta é uma direção com pouca incidência, vale também destacar o pico de 70% do aerogerador



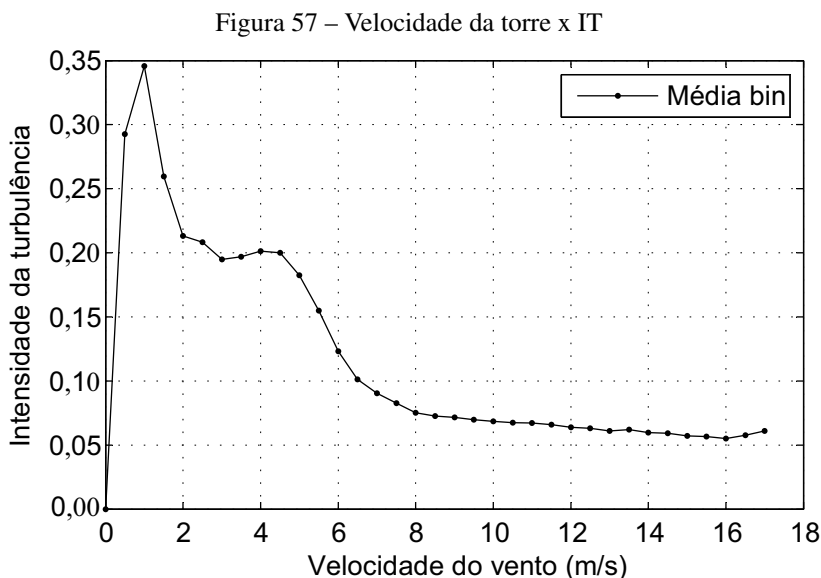
22 entre as direções  $130^\circ$  e  $170^\circ$ , conforme visto, nas Figuras 50 a 56, ele não entra em esteira.

Na Figura 49, são apresentados os resultados para o setor 5. O aerogerador 32 apresenta uma queda significativa de velocidade e potência ante as direções de  $90^\circ$  e  $110^\circ$ , pois este entra na esteira do aerogerador 25, já que a distância entre eles é de apenas 2,7 D, conforme é mostrado nas Figuras 53 a 55. A queda da potência média de geração chega a 50% da produzida para este aerogerador. Conforme o vento vai girando, entre  $150^\circ$  e  $160^\circ$ , os aerogeradores 28, 29 e 30 que estão localizados mais à direita deste setor, vão entrando na esteira do aerogerador 31, pois estes quatro aerogeradores estão praticamente em uma linha reta. Por estar localizado apenas a 2,5 D de distância do aerogerador 31, o aerogerador 30 é o que apresenta a potência mais baixa, seguido pelo 29 (5,2 D) e depois pelo de número 28 (7,8 D), podendo-se concluir que o efeito vai diminuindo com a distância. Eles não são afetados nessa direção pelos aerogeradores 32 e 25, pois há um deslocamento de  $45^\circ$  entre eles. Em relação à razão de velocidades, com exceção do aerogerador 32, todos os demais aerogeradores apresentam uma velocidade média igual à do parque até o ângulo de  $120^\circ$ , quando a partir deste, ocorre uma inversão nas razões, ou seja, os aerogeradores que estavam com a média inferior (A25, A31 e A32) passam a ter uma média superior aos outros (A28, A29 e A30). Isto também é visualizado pela razão entre potências e ocorre porque os aerogeradores 25, 31 e 32 pegam o vento de frente, sem nenhum obstáculo, enquanto os outros aerogeradores estão na esteira do 31, como explicado anteriormente. Nesta inversão, os aerogeradores começam a produzir uma potência superior à média do parque, chegando a 50% acima do que está sendo produzido pelos demais aerogeradores do setor 5.

#### 4.2.4 Análise da intensidade da turbulência

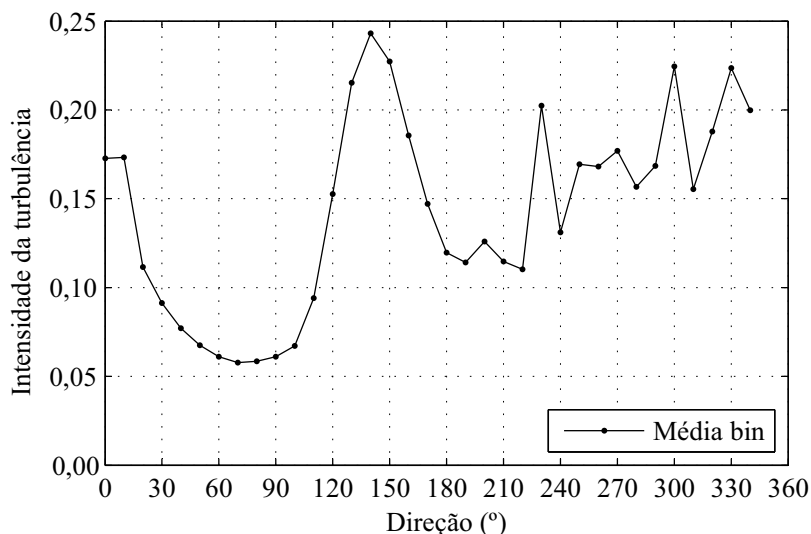
Foi realizada uma análise da intensidade da turbulência no parque, em função da velocidade (Figura 57) e da direção (Figura 58).

A relação entre a velocidade da torre e a intensidade da turbulência, foi calculada através do método dos intervalos, dividindo-se a velocidade em intervalos de 0,5 m/s e calculando-se a média dos valores medidos para cada intervalo.



Na Figura 57, pode-se observar que os valores de intensidade da turbulência (IT) diminuem à medida que aumenta a velocidade do vento. Os elevados valores de IT entre 0,5 e 2 m/s decorrem dos desvios padrões relativamente altos em relação aos valores médios de velocidade para este intervalo. Para efeito de análise de energia eólica gerada, as velocidades menores do que 2,5 m/s podem ser desconsideradas pois este é o valor da velocidade de partida dos aerogeradores do parque de Beberibe. De acordo com Jain (2011), a IT é considerada moderada para velocidades entre de 2 e 6,5 m/s e baixa quando as velocidades estão acima de 6,5 m/s.

Figura 58 – Direção x IT



Uma análise da intensidade da turbulência, em relação à direção, também foi realizada e os resultados são mostrados na Figura 58. Para esta análise, utilizou-se o método dos intervalos, sendo cada um de  $10^\circ$ . A intensidade da turbulência a partir de  $10^\circ$  começa a diminuir até chegar a  $90^\circ$ , onde esta começa a aumentar, tendo o seu valor máximo encontrado em  $140^\circ$ . Como a maior incidência da velocidade e direção está entre os ângulos de  $60^\circ$  e  $120^\circ$ , pode-se dizer que o parque está sob o efeito de uma baixa intensidade da turbulência para os ângulos entre  $60^\circ$  e  $110^\circ$ , caracterizando-o como um terreno plano (JAIN, 2011).

#### 4.2.5 Curvas de potência

Nesta subseção, serão apresentadas as curvas de potência anuais médias de cada aerogerador para o período de 1º de janeiro de 2009 a 30 de junho de 2014. Para a geração das curvas de potência foram utilizados os dados corrigidos da nacelle e as potências normalizadas pela Equação 3.3.

Nas Figuras 59 a 64, são apresentadas as curvas de potência para cada um dos aerogeradores, sendo que estes foram agrupados de acordo com os setores em que se encontram.

Analizando as Figuras 59 e 60 (Setor 1), percebe-se que para a maioria dos aerogeradores localizados na parte da frente do setor (A1, A7 e A10), a curva de potência para o ano de 2009, para velocidades acima de 9 m/s, mostra que a potência média gerada é superior às demais curvas. Para os aerogeradores localizados na parte de trás (A3, A4, A5, A6 e A8), a curva de potência relacionada ao ano de 2014, ficou abaixo das demais curvas. Para os aerogeradores 2, 3 e 6, as curvas de potência possuem praticamente o mesmo valor até a velocidade de 9 m/s, quando ocorre uma divisão delas. Já para os aerogeradores 7 e 10, esta separação ocorre aproximadamente em 8,5 m/s. Para os aerogeradores 1 e 4, a velocidade de separação das curvas cai para aproximadamente 6,5 m/s e o aerogerador 5, é o que possui a velocidade mais baixa de separação, 5,5 m/s. O aerogerador 8 não apresentou nenhum ponto aparente nas curvas, ou seja, todas elas apresentaram um comportamento muito semelhante.

Na Figura 61, são apresentadas as curvas de potência dos aerogeradores do setor 2. Neste caso, as curvas para os aerogeradores 11, 12, 14 e 15, para o ano de 2009, ficam acima da média dos anos posteriores e, para os aerogeradores 9, 11 e 15, para o ano de 2014, ficam abaixo dos demais. Neste setor, ocorreu a separação de alguma curva de potência, apenas para os aerogeradores que tiveram a curva de 2009 acima ou de 2014 abaixo dos demais.

Na Figura 62, os resultados para o setor 3 indicam que os aerogeradores 16, 18, 19 e 20, também tiveram as curvas de 2009 superior, sendo que, para os três primeiros aerogeradores, esta é a única separação de curvas. Para o aerogerador 20, entre as velocidade de 10 e 12,5 m/s, ocorre a abertura das curvas para quase todos os anos, sendo possível distinguir quatro das seis curvas. O aerogerador 17 foi o único que apresentou o mesmo comportamento para todas as curvas.

Figura 59 – Curvas de potência anuais para os aerogeradores do setor 1

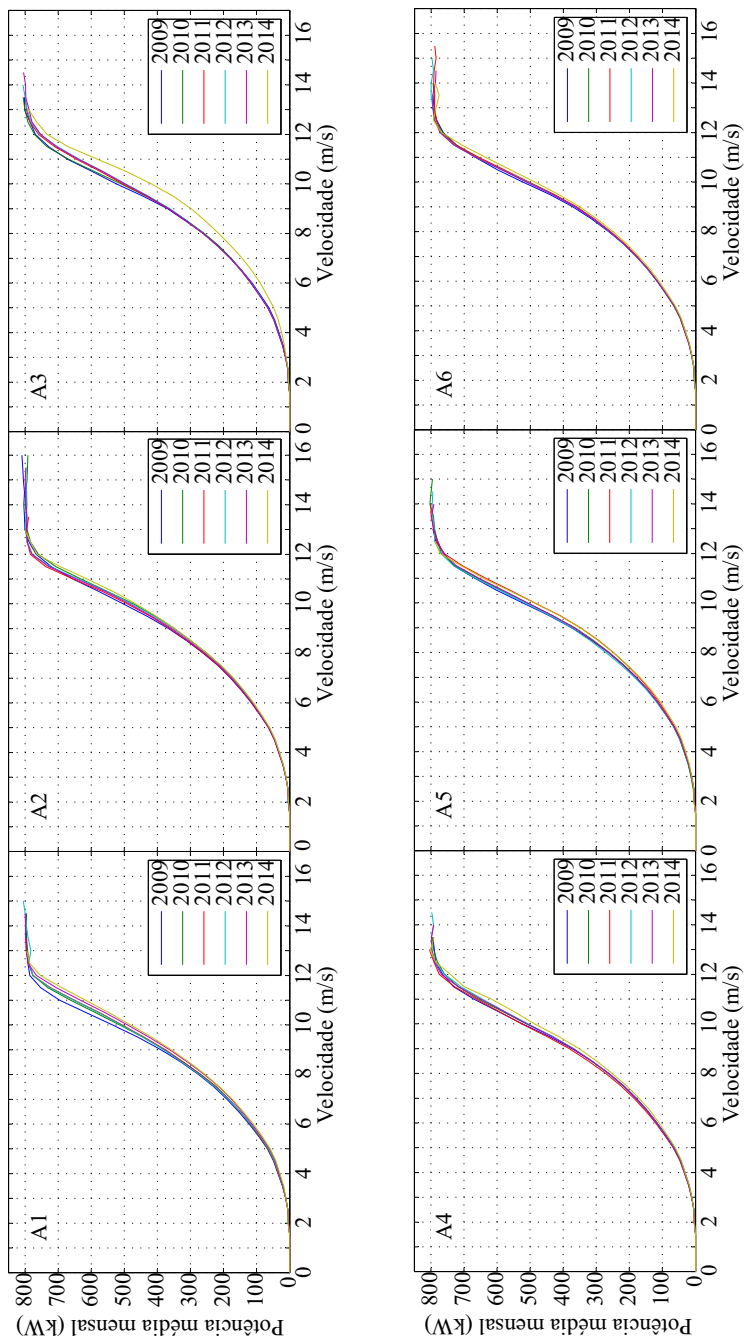


Figura 60 – Curvas de potência anuais para os aerogeradores do setor 1(Cont.)

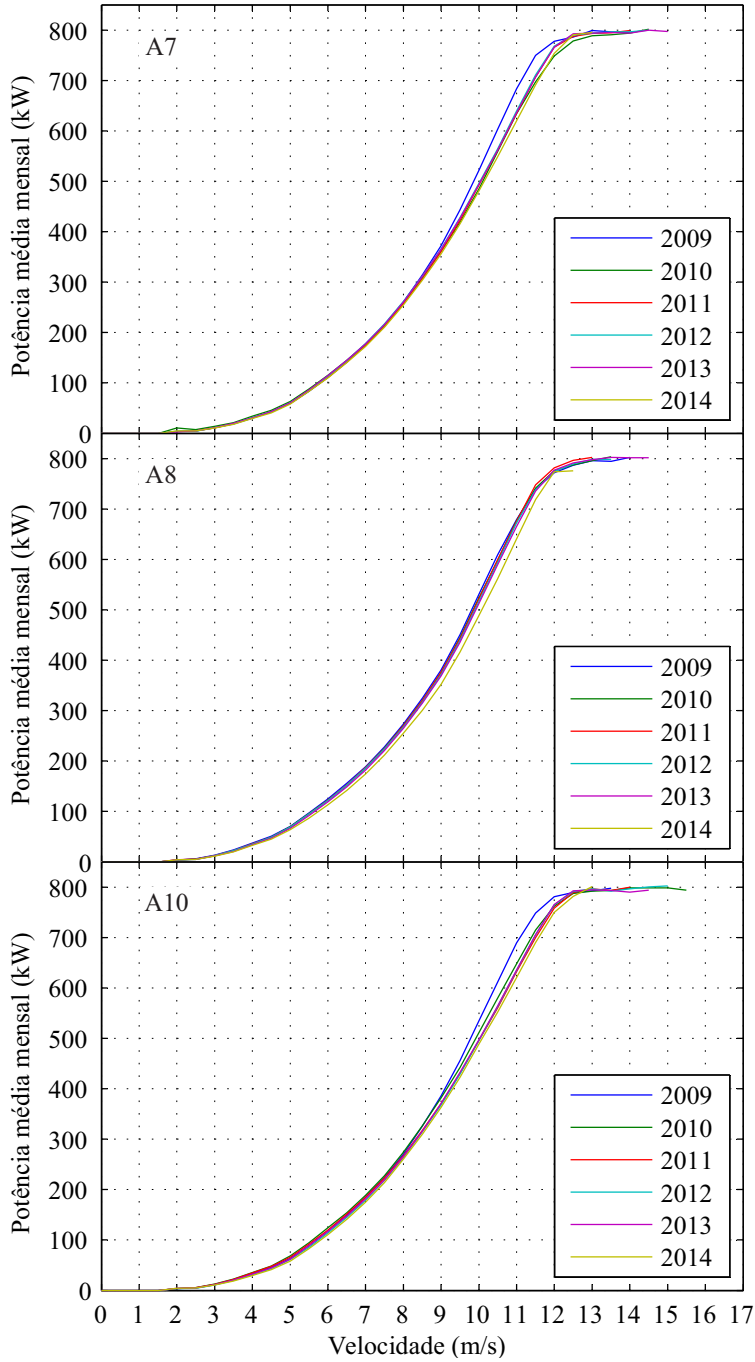


Figura 61 – Curvas de potência anuais para os aerogeradores do setor 2

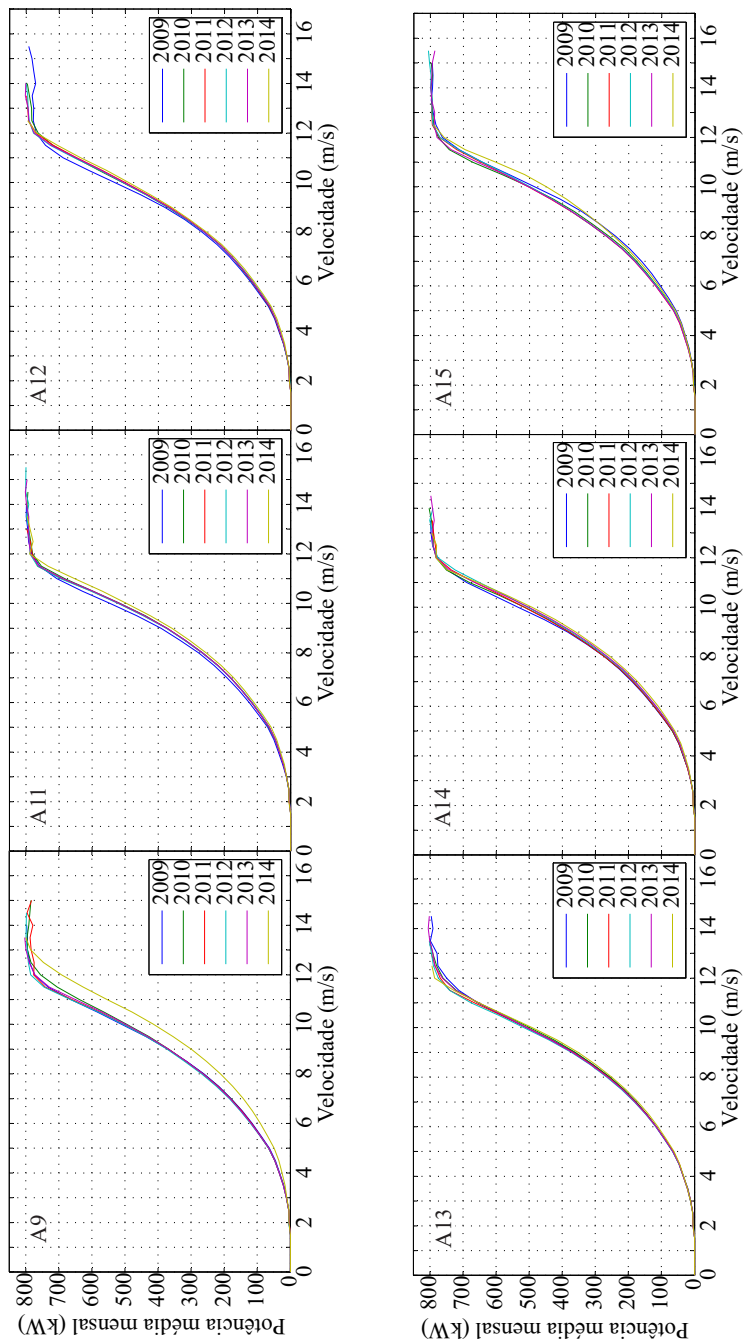


Figura 62 – Curvas de potência anuais para os aerogeradores do setor 3

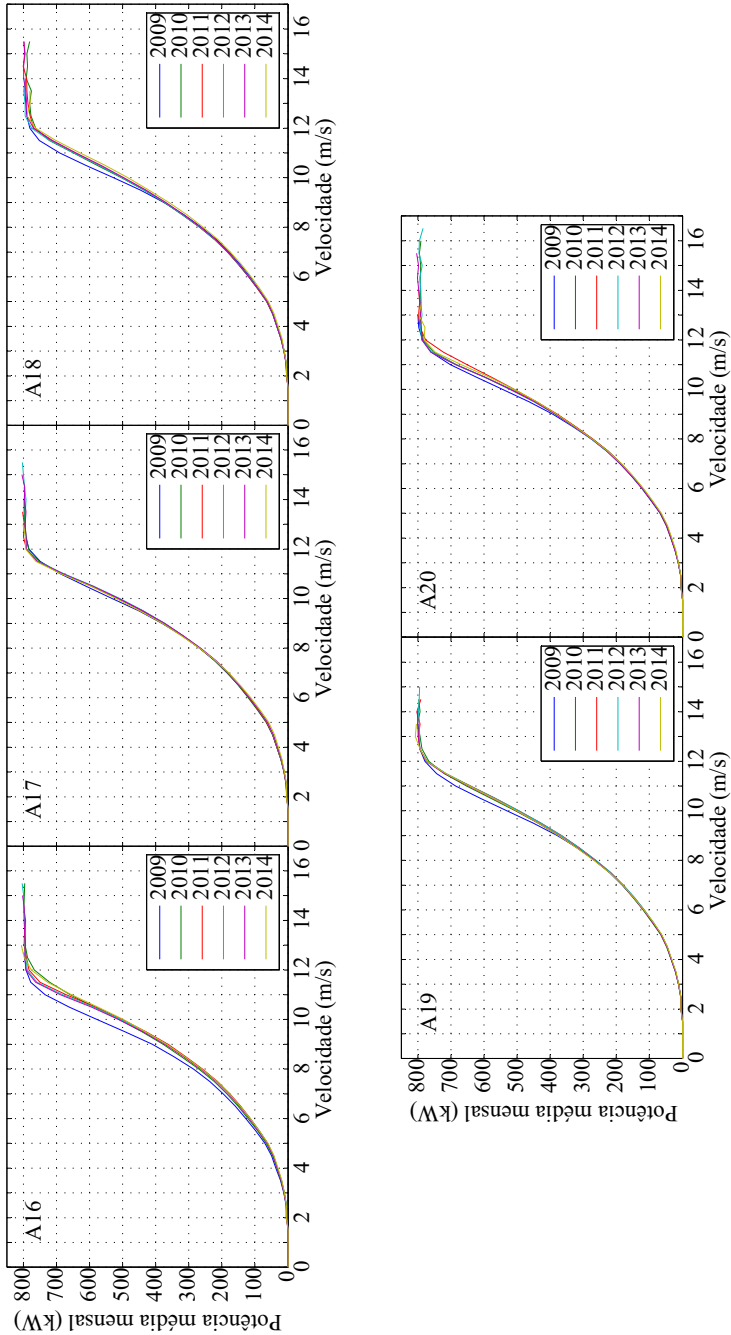




Figura 63 – Curvas de potência anuais para os aerogeradores do setor 4

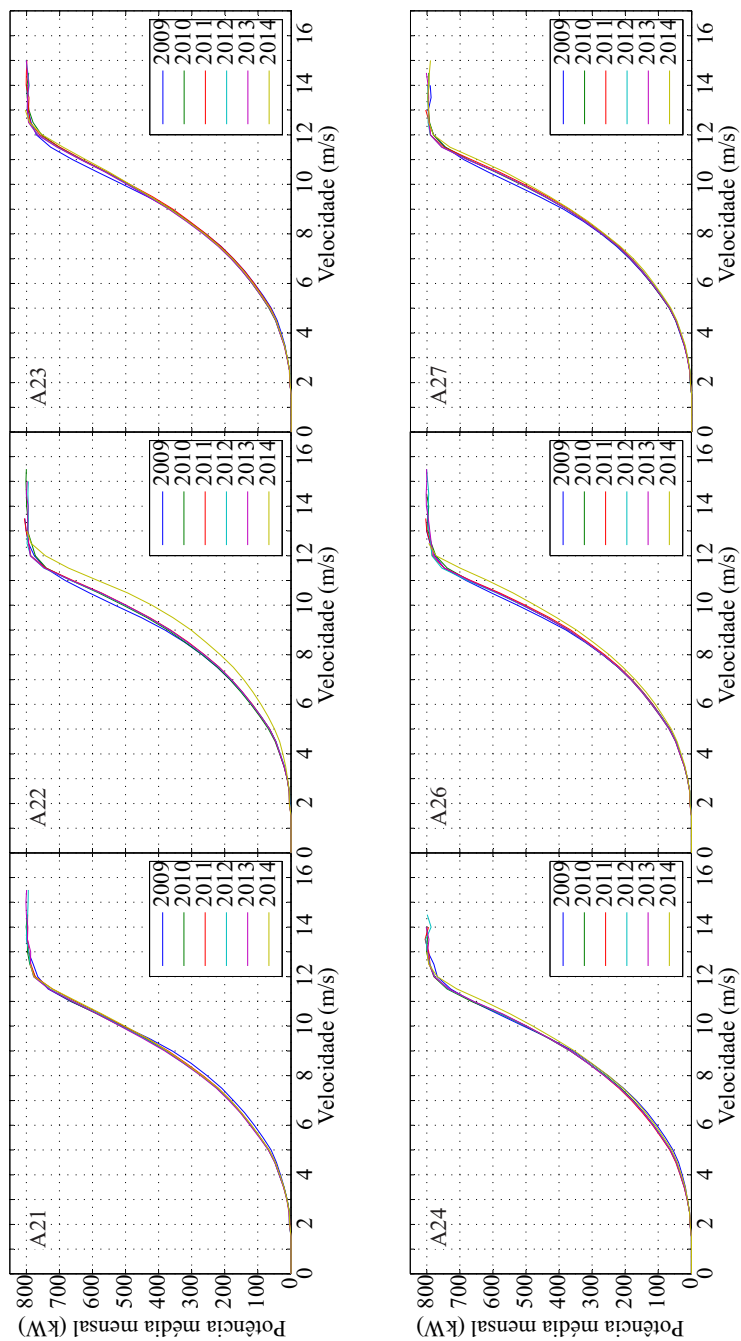
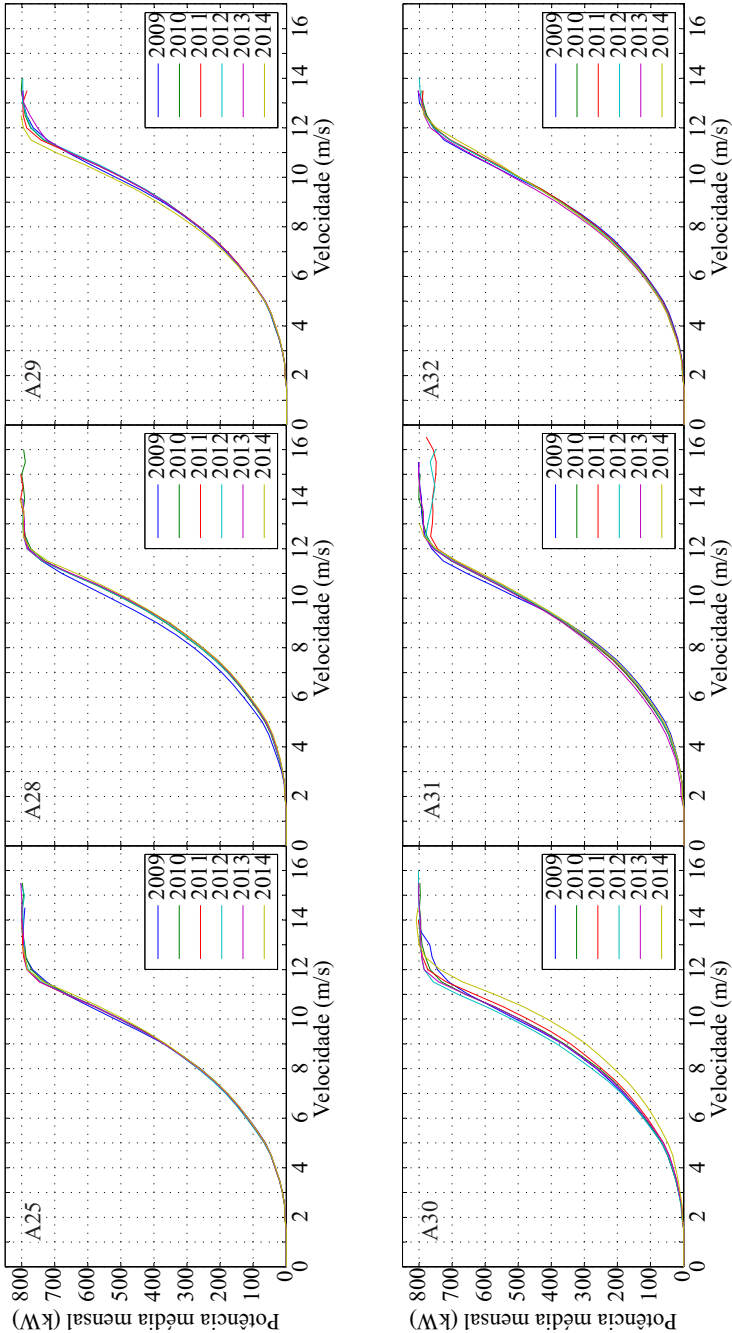


Figura 64 – Curvas de potência anuais para os aerogeradores do setor 5



Na Figura 63, é mostrado que os aerogeradores do setor 4 também apresentaram a curva de 2009 acima das demais (A21, A22, A23, A26 e A27) e a curva de 2014 abaixo das outras (A22, A24 e A26). Com exceção do aerogerador A21, que apresenta a variação entre 4 e 9,5 m/s, todos os demais apresentam a curva de potência de 2009 acima das demais entre as velocidades de 8 e 11 m/s.

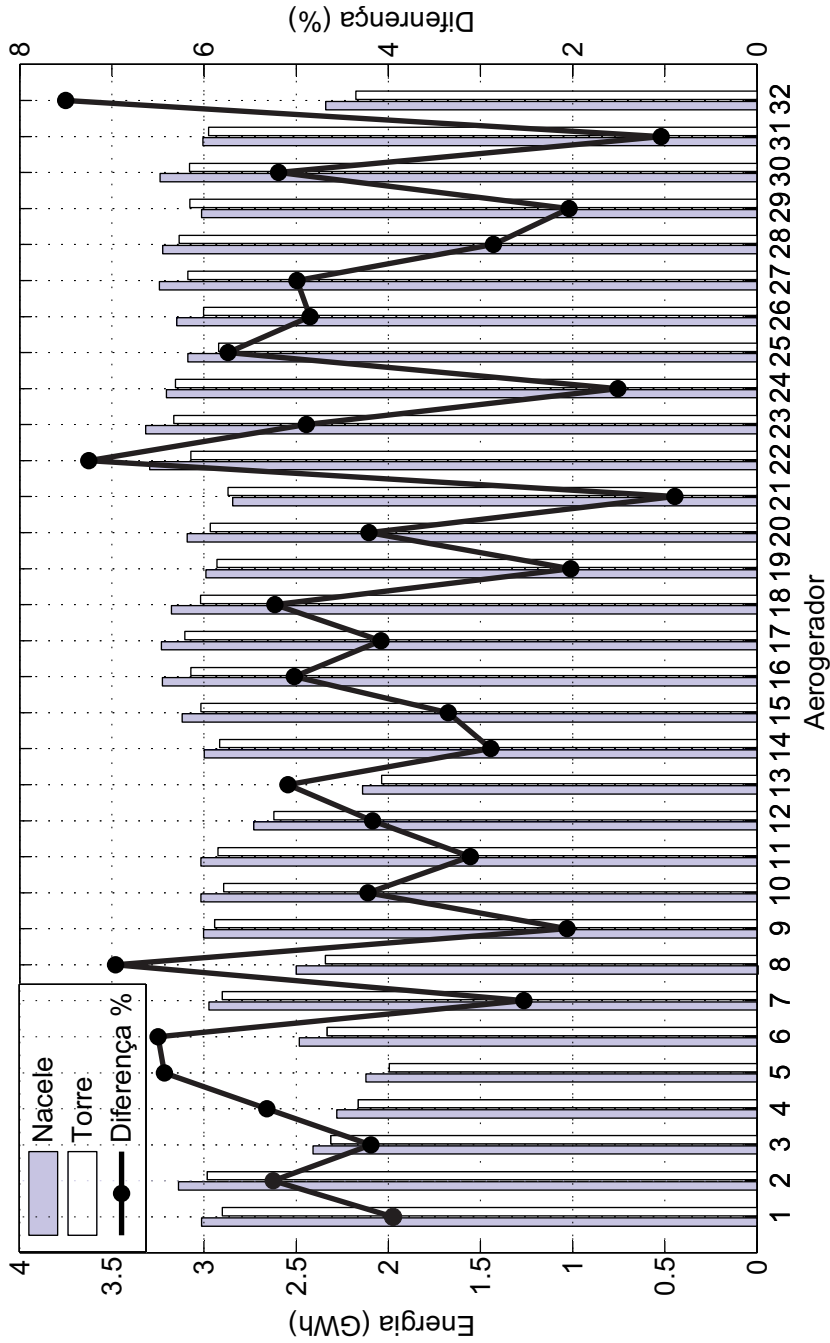
Na Figura 64, as curvas de potência para o setor 5 indicam que apenas o aerogerador 28 apresenta a curva de potência de 2009 acima das demais curvas. Em relação a curva de 2014, os aerogeradores 29 e 30, apresentaram-na abaixo das outras. Ainda em relação ao aerogerador 30 (A30), é possível diferenciar todas as curvas, ou seja, existe diferença entre todos os anos. A curva de potência do aerogerador 31 difere das demais, pois para velocidades acima de 12,5 m/s, ocorre uma nítida separação das curvas: os anos de 2011 e 2012 apresentam uma potência inferior aos demais anos.

#### **4.2.6 Produção anual de energia**

Nesta subseção, é feita a comparação entre a produção anual de energia (AEP), baseada nos dados de velocidade do vento medidos na torre anemométrica e nos dados da nacelle corrigidos pela função de transferência. Esta análise foi feita para cada aerogerador para o período de 1º de julho de 2013 a 30 de junho de 2014.

Na Figura 65, percebe-se que a AEP baseada nos dados corrigidos da nacelle, apresenta uma produção superior à produção baseada nos dados da torre, sendo a diferença máxima encontrada para os aerogeradores de 7,5%. Isto também ocorre quando se analisa a AEP do parque, conforme apresentado na Tabela 14. Esta diferença pode ser explicada pelo fato de que a torre, em determinadas direções entra na esteira dos aerogeradores vizinhos a ela, medindo velocidades mais baixas que as incidentes nos aerogeradores.

Figura 65 – AEP Nacele x AEP Torre



Observa-se também que, para os aerogeradores 4, 5, 6 e 8, a diferença encontrada foi superior à encontrada por Hunter et al. (2001). Isto pode ser explicado pelo fato de estes aerogeradores trabalharem na esteira na maior parte do tempo, pois a norma IEC 61400-12 não aconselha aplicar a NTF aos aerogeradores que estejam trabalhando em esteira (CURVERS; WERFF, 2008). Por estarem trabalhando na esteira, a velocidade média anual incidente é menor do que no resto dos aerogeradores, conforme pode ser visto na Figura 34, podendo esta diferença chegar a 12% para a AEP quando se tem velocidades médias anuais baixas (HUNTER et al., 2001).

A Tabela 14 apresenta o valor médio das diferenças calculadas para os aerogeradores em cada setor e para o parque.

Tabela 14 – Diferença percentual AEP Setores e Parque

<b>Setor</b>	<b>Médias das Diferença (%)</b>
Setor 1	5,04
Setor 2	3,45
Setor 3	4,11
Setor 4	4,06
Setor 5	4,06
Parque	3,93

Com base na Tabela 14, percebe-se que o setor com menor diferença percentual entre a produção anual de energia foi o setor 2, pois este é o setor que está mais próximo da torre, conforme pode ser observado na Figura 12. A diferença para o parque também não foi tão significativa, visto que o anemômetro, situado na nacelle, mede com incertezas de até 2% para velocidades acima de 5 m/s, o que segundo a histograma de velocidades para o parque, Figura 29, representa 92,08% da velocidade incidente na torre para este período. A diferença encontrada para os setores 2, 3, 4 e 5 e para o parque, está de acordo com o que foi encontrado por Hunter et al. (2001), quando esses autores calcularam a AEP do parque em função de todas as direções do vento.

#### **4.2.7 Fator de capacidade**

Foi calculada a potência média mensal e o fator de capacidade mensal para o parque, no período de 1º de janeiro de 2009 a 30 de junho de 2014. Os resultados são apresentados na Figura 66.

Com base na Figura 66, é possível observar que na maior parte do período o parque atendeu ao fator de capacidade garantido que é de 30,9% (DAMAS, 2013). Este fator só não foi atendido, na sua maioria, nos períodos de início de ano, pois, conforme demonstrado na Figura 33, a velocidade incidente do vento é menor.

A Tabela 15 apresenta o fator de capacidade anual para cada aerogerador e a média para o período e a Tabela 16 apresenta os resultados por setor e para o parque.

Com base na Tabela 15, percebe-se que em todos os anos, o aerogerador número 5 foi o que teve o pior fator de capacidade do parque, ficando nos anos de 2009, 2010, 2011 e 2014, entre 20 e 26%, mas que ainda são considerados aceitáveis (MARTÍNEZ, 2003). Em contrapartida, o aerogerador de número 23, foi o que apresentou um melhor fator de capacidade ao longo dos anos, apresentando uma média de quase 40%, o que segundo Martínez (2003) é considerado bom, pois fica acima de 30%. Na média do período, cinco aerogeradores (A5, A13, A4, A3 e A32) apresentaram um fator de capacidade entre 25 e 30 % e dois aerogeradores (A6 e A8) apresentaram uma média igual a 30%, mas ainda ficando abaixo do que é garantido para o parque. Isto demonstra que os aerogeradores localizados na parte de trás do setor 1 (A3, A4, A5, A6 e A8), estão com um rendimento considerado aceitável, enquanto que, com exceção do A13 e o A32, os demais aerogeradores do parque estão com um fator de capacidade considerado bom (MARTÍNEZ, 2003). Conforme mencionado na subseção sobre a análise da influência da direção da velocidade do vento e potência média, para determinadas direções, os aerogeradores 13 e 32 entram na esteira dos aerogeradores

Figura 66 – Potência média mensal e fator de capacidade do parque (%)

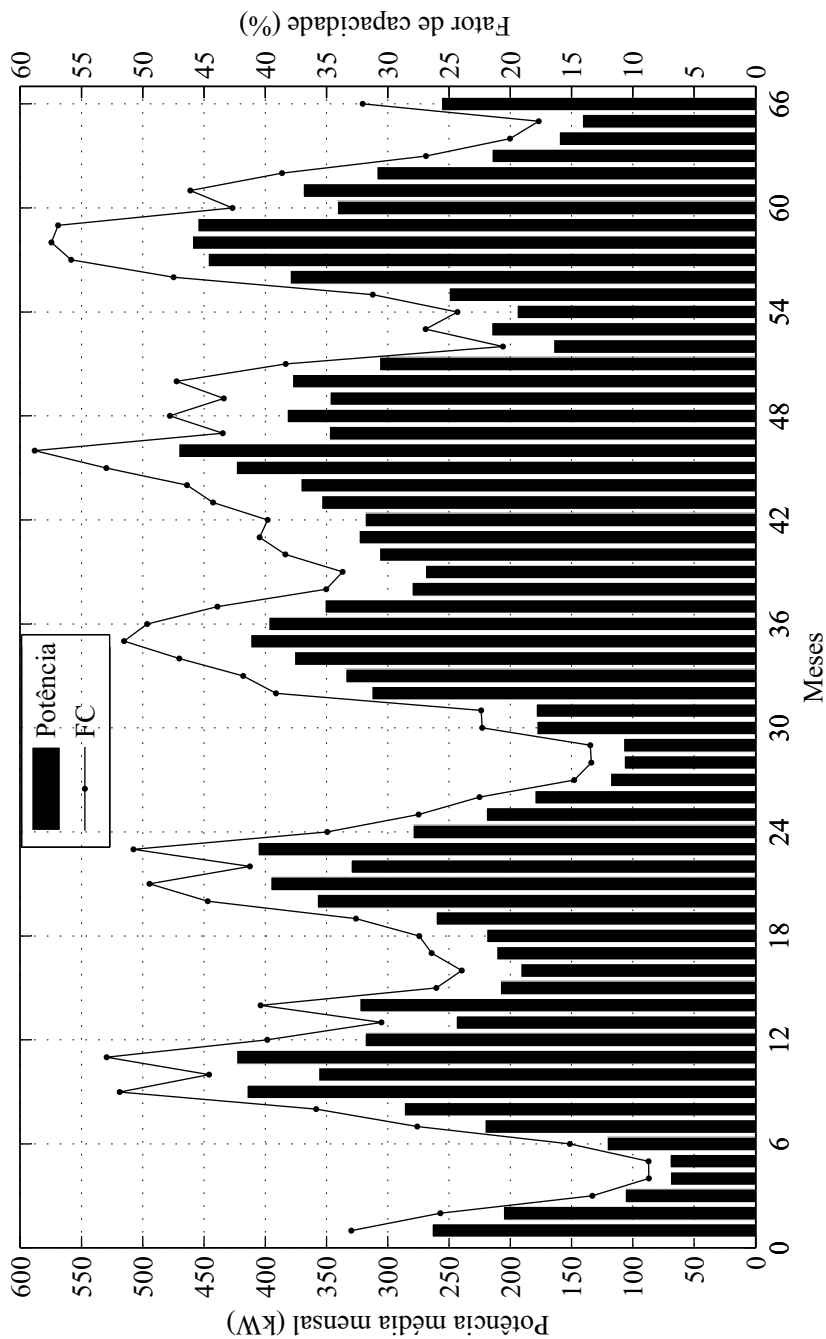


Tabela 15 – Fator de capacidade dos aerogeradores

<b>Aerog.</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>Média</b>
A1	30,76	36,82	31,16	45,30	42,71	31,11	36,31
A2	31,50	37,47	32,09	46,26	43,22	32,05	37,10
A3	24,13	29,68	25,61	36,52	34,44	24,29	29,11
A4	24,06	29,57	25,42	35,95	33,52	23,80	28,72
A5	21,38	26,12	23,23	33,07	30,79	20,80	25,90
A6	25,41	31,02	26,74	38,02	35,81	25,04	30,34
A7	30,74	36,60	30,96	45,26	42,44	31,27	36,21
A8	25,81	31,67	27,07	38,30	35,93	25,48	30,71
A9	30,93	37,18	29,92	45,68	42,76	32,58	36,51
A10	30,91	36,80	31,15	45,61	42,79	31,09	36,39
A11	29,96	36,28	30,53	43,95	41,74	30,64	35,52
A12	28,12	34,15	29,01	41,61	39,11	28,35	33,39
A13	22,71	27,53	23,76	34,18	31,49	22,64	27,05
A14	30,16	36,48	31,17	44,95	42,09	30,82	35,95
A15	32,23	37,94	32,46	46,69	43,57	32,30	37,53
A16	31,91	38,42	32,33	46,62	43,87	33,04	37,70
A17	32,67	38,34	32,55	47,24	44,40	33,30	38,08
A18	31,97	37,98	32,61	46,69	44,27	32,81	37,72
A19	30,98	36,76	31,64	45,60	42,84	31,54	36,56
A20	30,86	36,91	31,57	45,72	42,92	31,51	36,58
A21	29,20	35,06	30,10	43,02	40,21	29,15	34,46
A22	33,08	39,50	33,43	48,17	44,93	34,24	38,89
A23	33,93	40,36	34,71	49,56	46,25	34,40	39,87
A24	33,56	39,44	33,31	47,90	45,06	33,95	38,87
A25	31,65	38,13	32,27	45,92	43,13	31,55	37,11
A26	31,67	38,09	32,18	45,88	43,43	32,03	37,21
A27	32,45	38,73	32,77	47,83	44,63	33,47	38,31
A28	32,00	38,55	32,98	47,55	44,41	33,50	38,16
A29	32,18	37,95	32,40	46,70	44,26	32,65	37,69
A30	31,47	37,37	31,73	46,05	43,72	33,20	37,26
A31	31,27	37,31	32,52	45,23	42,42	31,20	36,66
A32	24,59	30,29	25,99	36,93	34,15	24,49	29,41



14 e 25, respectivamente, o que faz com que eles apresentem um fator de capacidade abaixo da média do parque, já que a esteira é provocada quando se tem as maiores velocidades de vento.

Tabela 16 – Fator de capacidade para os setores do parque

<b>Setor</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>Média</b>
1	27,19	32,86	28,16	40,48	37,96	27,22	32,31
2	29,02	34,93	29,48	42,84	40,13	29,55	34,32
3	31,68	37,68	32,14	46,37	43,66	32,44	37,33
4	32,32	38,53	32,75	47,06	44,09	32,87	37,94
5	30,53	36,60	31,31	44,73	42,01	31,10	36,05
Parque	29,77	35,70	30,45	43,74	41,03	30,23	35,15

A Tabela 16 comprova que o setor 1 é o setor que apresenta o menor fator de capacidade, enquanto que os setores 3 e 4 são os que apresentam os maiores fatores de capacidade. A diferença percentual entre o maior valor encontrado, 37,94% para o setor 4, e o menor valor, 32,31% para o setor 1, é de 14,83% , mostrando, assim, que há uma desigualdade no parque. Quando compara-se apenas os valores das médias para o período do setor com o parque, percebe-se que todas são muito próximas, ficando aproximadamente 3 % a mais ou a menos. Porém, é importante ressaltar que, para os anos de 2009 e 2011, o fator de capacidade médio do parque ficou abaixo do fator garantido, que é de 30,9%.

#### **4.2.8 Conclusões baseadas nos dados reais**

Esta subseção apresentará algumas conclusões prévias baseadas nos dados reais do parque e nas relações feitas com as variáveis até aqui estudadas.

Baseado nas Figuras 33 e 35, percebe-se que as maiores velocidades e, conseqüentemente, as maiores potências, ocorrem no segundo semestre dos anos, e o ano de 2013 foi o ano com maior velocidade média anual (Figura 34).

Os comportamentos da velocidade e da potência dos aerogerado-

res, em relação à direção, seguem o mesmo comportamento apresentado pelo parque. Apenas quando os aerogeradores do parque sofrem com a esteira de seus vizinhos ou da torre, é que eles apresentam um comportamento diferente e uma velocidade e/ou potência abaixo da média do parque.

Comparando-se as Figuras 58 e 43, observa-se que, conforme a velocidade vai aumentando, a intensidade da turbulência vai diminuindo e quando a velocidade começa a cair, a intensidade começa a aumentar, ou seja, até  $140^\circ$  elas são inversamente proporcionais. A partir deste ângulo, não foi possível encontrar mais relações entre estas duas variáveis.

Com base nas Figuras 41, 42 e 43, percebe-se que as maiores velocidades do vento ocorre, no período da tarde e da noite, pois é quando este possui uma direção entre  $60^\circ$  e  $110^\circ$ . A partir desta direção a velocidade do vento começa a cair, mesmo ainda tendo uma frequência significativa.

Em relação às curvas de potência média dos aerogeradores, conclui-se que, dezesseis aerogeradores apresentaram a curva de potência de 2009 acima das demais para as velocidades entre 8 e 12,5 m/s. Porém, dentre estes dezesseis, quatro apresentaram a curva superior a partir de 4 m/s. Para a curva de 2014, treze aerogeradores, a apresentaram abaixo das demais, o que pode ser explicado pelo fato de ter apenas o primeiro semestre na curva de potência, que como mencionado antes, são os meses de menor velocidade do vento no ano.

Comparando-se as produções anuais de energia, baseadas nos dados da torre e da nacelle corrigido, pode-se concluir que expandir a função de transferência criada para o aerogerador 14 para o parque todo, não traz um erro tão significativo quando se está interessado na produção anual de energia do parque e que, mesmo os aerogeradores mais afastados da torre, como o 25 e o 32, ou que estão atrás de outros aerogeradores, como o 3 e o 4, apresentam diferenças inferiores a 7,5%. Esta diferença está dentro da incerteza de medição para terrenos planos, segundo a

norma IEC 61400-12 (ALBERS; KLUG; WESTERMANN, 1999).

#### 4.3 COMPARAÇÃO DOS DADOS REAIS COM O WASP

Nesta seção, serão apresentados os dados obtidos através da simulação realizada pelo WASP e uma comparação entre estes dados e os dados reais do parque.

A simulação foi realizada de acordo com o que foi descrito no capítulo da metodologia utilizada na simulação do parque eólico (4.2.2). Na Tabela 17, são apresentados os valores encontrados para a velocidade, a produção anual de energia e o percentual de esteira encontrado nas simulações e, em seguida, uma figura com as esteiras geradas para cada aerogerador do parque (Figura 67).

De acordo com a Tabela 17, percebe-se que os valores encontrados para a velocidade do vento são todos muito parecidos, sendo a diferença entre os valores máximo e mínimo encontrados de 0,52 m/s. Isso demonstra que a simulação não consegue diferenciar as variações encontradas para cada aerogerador, pois já se sabe que o parque possui alguns aerogeradores com velocidade anual bem abaixo dos demais (Figura 33). Em relação à simulação da esteira no parque, pode-se observar que ele consegue demonstrar quais são os aerogeradores que apresentam a menor produção em função da esteira. Os dez piores, segundo a simulação, foram: A5, A13, A3, A4, A32, A6, A8, A12, A21 e A31. Dentre estes, os aerogeradores A3 a A6 e A8 são os que estão localizados na parte de trás do setor 1 e que, conforme já visto, são os que apresentam os piores resultados para este setor. Os aerogeradores A12, A13 e A32 também apresentaram déficit em relação aos outros em seus setores. Mostrando, assim, que o software conseguiu prever corretamente quais seriam os mais afetados pela esteira.

A seguir, será apresentada uma comparação entre os dados simulados e os dados reais do parque para a velocidade, a produção anual de

energia e o fator de capacidade para cada aerogerador do parque.

Tabela 17 – Resultados encontrados no WAsP

<b>Aerogerador</b>	<b>Vel (m/s)</b>	<b>AEP (GWh)</b>	<b>Esteira (%)</b>
A1	8,02	2,842	3,65
A2	8,08	2,996	0,00
A3	8,08	2,369	20,83
A4	8,06	2,377	20,26
A5	8,08	2,052	31,54
A6	8,04	2,465	16,84
A7	8,02	2,859	3,06
A8	7,98	2,527	13,53
A9	8,06	2,961	0,77
A10	8,04	2,869	3,32
A11	8,10	2,854	5,49
A12	8,09	2,714	9,83
A13	8,05	2,280	23,39
A14	8,09	2,836	5,57
A15	8,09	2,89	3,84
A16	8,10	2,919	3,34
A17	8,12	2,951	2,67
A18	8,11	2,902	4,26
A19	8,08	2,877	4,15
A20	8,19	3,018	2,29
A21	8,32	2,899	9,23
A22	8,28	3,15	0,37
A23	8,45	3,275	0,71
A24	8,34	3,172	1,21
A25	7,93	2,883	0,00
A26	8,16	2,92	4,72
A27	8,12	3,003	1,00
A28	8,12	2,984	1,72
A29	8,15	3,008	1,68
A30	8,13	2,967	2,41
A31	8,10	2,826	6,17
A32	7,99	2,361	19,50
<b>Parque</b>	<b>8,11</b>	<b>89,947</b>	<b>7,10</b>

Figura 67 – Simulação do WAsP para as esteiras de cada aerogerador



### 4.3.1 Comparação entre velocidades

Esta subsecção traz a comparação entre as velocidades médias encontradas na simulação, nos dados corrigidos da nacele e nos dados da torre para cada aerogerador (Figura 68) e para todos os setores e o parque (Tabela 18).

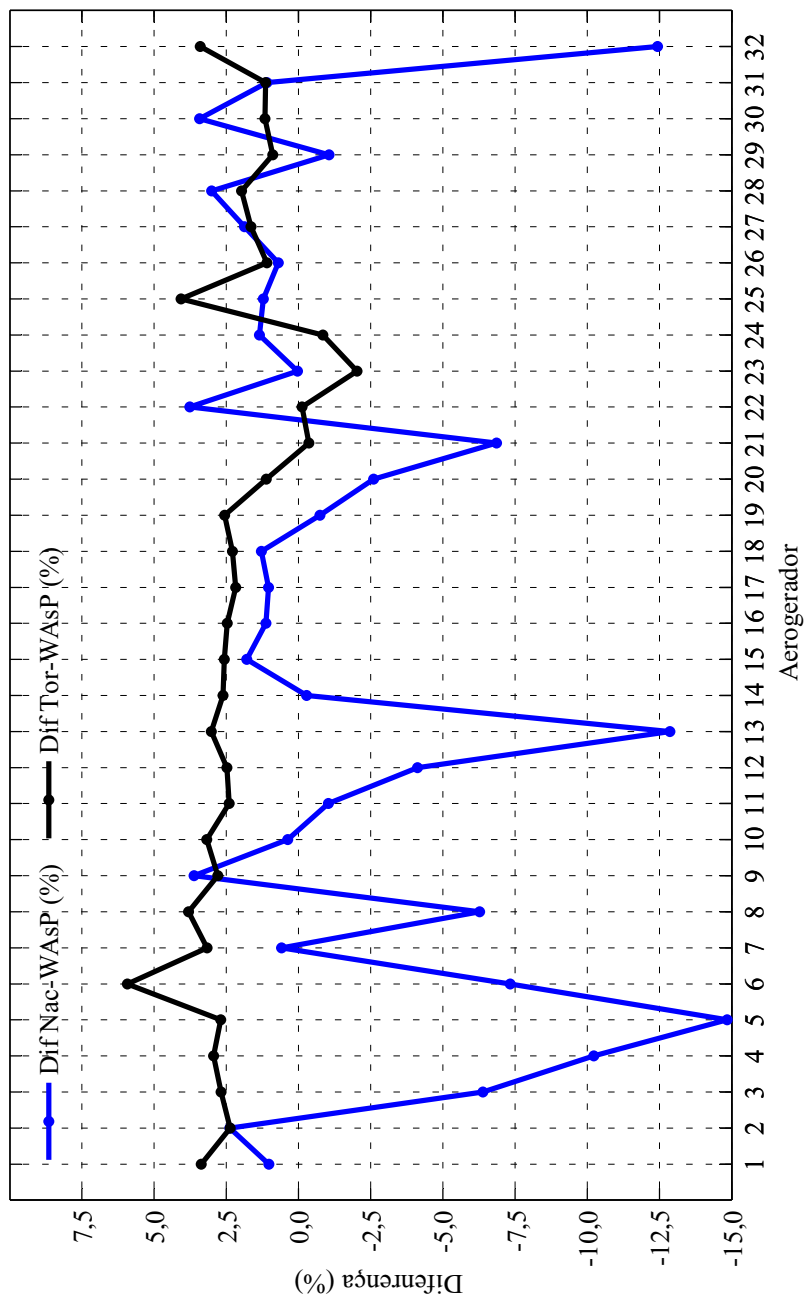
Baseado na Figura 68, percebe-se que para o setor 1 (aerogeradores A1 a A8 e A10), os aerogeradores que estão situados atrás (aerogeradores A3 a A6 e A8), apresentaram uma grande diferença em relação ao que foi simulado, ficando com a velocidade real da nacele mais baixa que o simulado. Isto mostra que, como o WASP utiliza a velocidade da torre como dado de entrada, ele não consegue representar tão bem as velocidades na esteira. No setor 2, os aerogeradores A12 e, principalmente, o A13 apresentaram uma diferença significativa entre o simulado e o real. O aerogerador A21 (Setor 4) também apresenta uma velocidade real bem abaixo da simulada. No setor 5, o aerogerador 32 apresentou uma grande diferença entre os valores obtidos. Observando-se a Figura 33, percebe-se que os aerogeradores com maior diferença percentual negativa (aerogeradores A3 a A6, A8, A12, A13, A21 e A32) foram os que apresentaram menor média anual.

Tabela 18 – Diferença média para os setores e o parque

	<b>Dif Nac - WasP (%)</b>	<b>Dif Tor - WasP (%)</b>
Setor 1	-4,52	3,35
Setor 2	-2,15	2,65
Setor 3	0,02	2,12
Setor 4	0,14	-0,10
Setor 5	-0,79	2,10
Parque	-1,79	2,14

Observando-se a Tabela 18, percebe-se que os setores 3 e 4 foram os que apresentaram a menor diferença percentual entre as diferenças médias dos aerogeradores, quando se compara os dados corrigidos da

Figura 68 – Comparação velocidade média do vento para os aerogeradores



nacele e do WAsP. Isso pode ser explicado, devido ao fato que nestes setores, não existem aerogeradores em esteira na maior parte do tempo, o que ocorre no setor 1 com os aerogeradores de trásou, então, no setor 2 com os aerogeradores próximos à torre. Por este mesmo motivo, é que os setores 1 e 2 apresentam uma grande diferença em relação aos dados corrigidos da nacele e os resultados do WAsP. Em relação às diferenças entre os dados da torre e do WAsP, pode-se observar que o setor 4 foi o que apresentou a menor diferença média. O setor 5, apesar da distância em relação à torre, apresentou uma diferença percentual média inferior a do setor 2 (setor onde a torre está localizada). Tanto as diferenças encontradas entre o simulado e os dados corrigidos da nacele, que em valor absoluto foi de 3,65%, quanto as diferenças entre o simulado e os dados da torre, de 2,35% em valores absolutos, ficaram abaixo de 5,6%, valor encontrado utilizando o WAsP e UPMORo na simulação da velocidade (MIGOYA et al., 2007).

#### **4.3.2 Produção anual de energia e fator de capacidade**

Nesta subseção, serão apresentados os resultados encontrados na simulação para a produção anual de energia e o fator de capacidade do parque e a comparação deles com os encontrados utilizando a velocidade corrigida da nacele e a velocidade da torre.

A Figura 69 apresenta os resultados obtidos para a produção anual de energia e, na Figura 70, são apresentados os fatores de capacidade, calculados a partir dos dados apresentados na Figura 69.

A Tabela 19 traz a média das diferenças encontradas para cada setor e para o parque. Como, o fator de capacidade é calculado baseado na produção anual de energia, a diferença encontrada na tabela abaixo é a mesma para os dois parâmetros.

A diferença encontrada entre a AEP simulada e a real (nacele e torre) (Figura 69), apresenta o mesmo comportamento para os primeiros



Figura 69 – Comparação da produção anual de energia

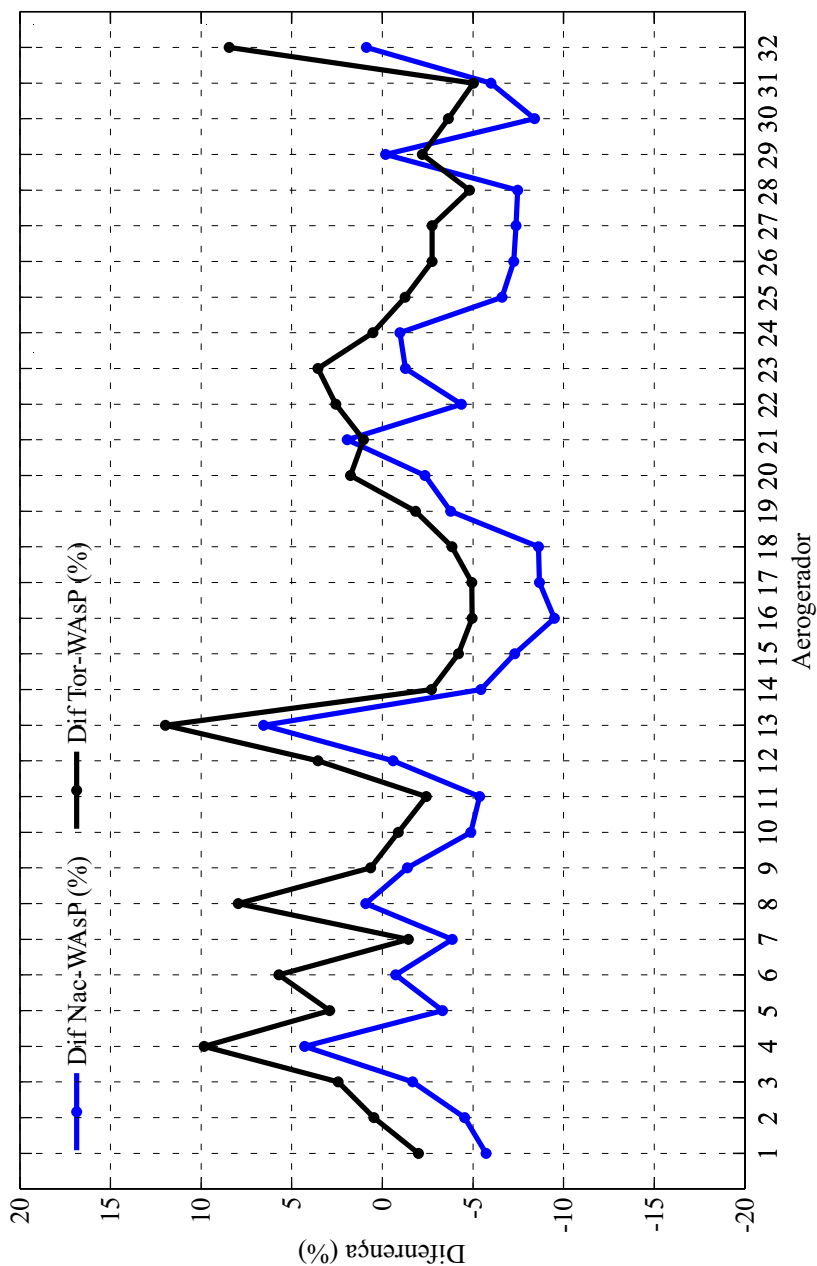


Figura 70 – Comparação do fator de capacidade

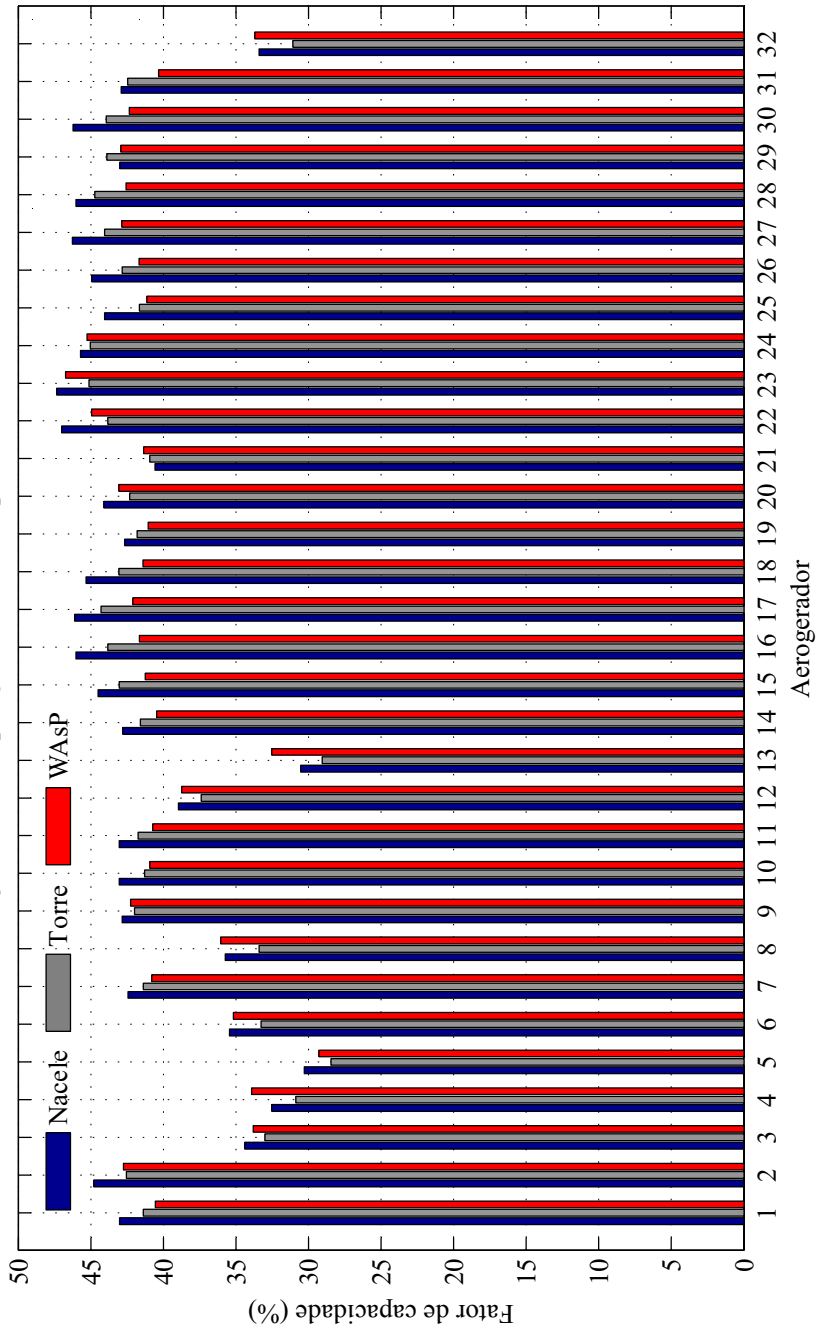


Tabela 19 – Média das diferenças para os setores e o parque

	<b>Dif média Nac - WAsP (%)</b>	<b>Dif média Tor - WAsP (%)</b>
Setor 1	-2,17	-2,78
Setor 2	-2,26	-1,14
Setor 3	-6,58	2,76
Setor 4	-3,21	-0,37
Setor 5	-4,63	1,41
Parque	-3,92	-0,14

20 aerogeradores (A1 até A20) e para os de número 25 ao 32, apesar de a diferença para o aerogerador A29 ser maior na nacele que na torre. Na Figura 70, observa-se que os fatores de capacidade simulados para os aerogeradores A4 e A13 são superiores aos encontrados utilizando os dados da nacele.

Baseado na Tabela 19, percebe-se que a diferença é menor entre os dados simulados pelo WAsP e os dados da torre, devido ao fato de que a simulação foi realizada a partir dos dados da torre e não a partir dos dados medidos na nacele. Porém, pode-se perceber que a diferença média entre a simulação e os dados da nacele para os setores foi de 3,77%, o que está um pouco acima do erro de medição do anemômetro situado na nacele, que é de 2%. O fator de capacidade calculado com os dados da nacele, ficou acima do simulado em todos os setores. Quando comparados os valores do setores, baseados nos dados da torre, percebe-se que para os setores 1, 2 e 4, a simulação obteve um valor maior que o real, e a diferença média dos setores ficou em 0,02%. Para o parque, a diferença entre as simulações acompanhou o que aconteceu nos setores, tendo sido a maior diferença quando se comparou os valores da nacele com o simulado, mesmo este estando dentro do erro de medição.

Quando se comparam os resultados de produção anual de energia encontrados neste trabalho com os encontrados no trabalho de Migoya et al. (2007), percebe-se que as diferenças são menores neste trabalho, pois, em valores absolutos, estas foram iguais a 4,44% para os dados medidos

na nacele e a 3,59% para os dados medidos na torre, enquanto que para o trabalho de Migoya et al. (2007), esta diferença foi de 7,9%.

#### 4.4 REPOTENCIAÇÃO DO PARQUE EÓLICO

Nesta seção serão apresentados os resultados encontrados para os testes de repotenciação do parque eólico de Beberibe.

##### 4.4.1 Teste 1 - Variação do diâmetro do aerogerador

Conforme mencionado na seção 4.3, o primeiro teste visa a verificar a influência do diâmetro do aerogerador na produção anual de energia e nas perdas por esteira.

A Tabela 20 apresenta os resultados encontrados para os diferentes tamanhos de rotores.

Tabela 20 – Resultados do teste 1

Variáveis	$\varnothing=90$	$\varnothing=112$
AEP (GWh)	96,50	137,13
Perda por esteira (%)	2,03	2,42
Velocidade média (m/s)	8,18	8,23

Percebe-se, através da Tabela 20, que a AEP aumenta 1,4 vezes quando se substitui o rotor de 90 m pelo de 112 m, utilizando-se a mesma quantidade de aerogeradores. A perda por esteira nos dois casos é muito parecida, não sendo um fator decisivo na escolha de qual diâmetro usar. As velocidades encontradas são diferentes, pois há uma diferença na altura dos dois aerogeradores de 4 m.

##### 4.4.2 Teste 2 - Distância entre aerogeradores

No teste 2, foi verificada a influência da distância entre os aerogeradores, de acordo com os *layouts* propostos na Figura 24.

Na Tabela 21, são apresentados os resultados encontrados para cada caso. Sendo o caso 1 referente a uma distância de 4 D, o caso 2

referente a 3 D e o caso 3 a uma distância de 2,5 D.

Tabela 21 – Resultados do teste 2

<b>Variáveis</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>
AEP (GWh)	96,50	132,90	166,80
Perda por esteira (%)	1,88	2,79	5,41
Velocidade média (m/s)	8,18	8,16	8,17

Baseado na Tabela 21, observa-se que o incremento na AEP é linear com o aumento no número de aerogeradores. Porém, o percentual de perda por esteira, praticamente triplica quando se compara o primeiro teste com o último. Este incremento na esteira, é explicado pela diminuição da distância entre os aerogeradores de 4 D para 2,5 D.

#### 4.4.3 Conclusão sobre a repotenciação

Como conclusão dos testes de simulação de repotenciação do parque, tem-se que é possível ter uma potência outorgada maior do que a atual, com um menor número de aerogeradores de maior potência e com uma perda por efeito esteira abaixo da atual. Quando se compara os resultados simulados do *layout* atual com os novos propostos, percebe-se que apenas com 10 aerogeradores, com  $D=90$  m, já é possível ter uma AEP superior. Como foi visto na comparação entre as AEP's reais e simuladas, o WAsP apresentou uma simulação inferior ao real, com isso, pode-se dizer que o valor real pode ser superior ao encontrado para os simulados e, então, ser bem superior ao que se tem hoje, com um terço de aerogeradores.

Outra conclusão que se pode tirar, é que a distância entre aerogeradores e, conseqüentemente, o número de aerogeradores no parque, afeta diretamente a perda por esteira. Porém, quando não se aumenta o número de aerogeradores, apenas se altera o seu diâmetro, o incremento de perdas por esteira não é tão significativo.



## 5 CONCLUSÃO

As conclusões deste trabalho serão divididas em três etapas: a primeira sobre os dados reais do parque, visando a responder às primeiras questões dos objetivos, a segunda em relação à comparação dos dados reais com os de simulação no WAsP e a terceira sobre as novas sugestões de *layout* com vistas a uma possível repotenciação.

Em relação aos dados reais do parque, pode-se concluir que:

- A direção de incidência predominante do vento é entre 60 e 120°, com velocidades entre 7 e 10 m/s;
- As maiores velocidades médias do vento são registradas no segundo semestre de cada ano e, por consequência, as maiores potências de geração e fatores de capacidade também;
- O parque e os aerogeradores apresentam o mesmo comportamento de velocidade e potência em relação às direções do vento;
- Na direção de 120° praticamente todos os aerogeradores do parque sofrem com o efeito esteira;
- Os aerogeradores situados na parte de trás do setor 1 (A3 a A6 e A8), por estarem na maior parte do tempo sob o efeito esteira dos aerogeradores da frente, são os que apresentam os piores resultados para a potência média de geração, produção anual de energia e fator de capacidade;
- Quando se compara a produção anual de energia do parque, baseada nos dados corrigidos da nacelle com os dados da torre, a diferença é inferior a 5%, sugerindo que é possível expandir uma função de transferência feita para um aerogerador para o parque todo;

- O fator de capacidade do parque, com exceção do ano de 2009, vem alcançando o fator de capacidade garantido do parque. Porém alguns aerogeradores, A3 a A6, A8, A13 e A32, na média do período analisado, não conseguiram atingir o fator garantido para o parque.

Para a comparação entre o resultado obtido pelo WAsP e os dados reais, tem-se:

- O WAsP não foi capaz de prever as velocidades médias dos aerogeradores que estão trabalhando na esteira na maior parte do tempo;
- Quando a produção anual de energia simulada é comparada com a baseada nos dados da torre, praticamente não há diferença para o total do parque, porém quando analisados os aerogeradores separadamente, percebe-se que para alguns, a maioria que trabalha na esteira, a previsão é falha;
- Quando os dados simulados são comparados aos dados corrigidos da nacelle, percebe-se que o simulado é sempre menor, sendo a menor diferença de 1,69% e a maior de 5,22%.

Com relação à repotenciação do parque, pode-se concluir que:

- Pode-se ter a mesma potência outorgada para o parque, utilizando-se apenas 10 aerogeradores, com uma distância de 4 D entre eles e uma perda por efeito esteira de 1,88%, utilizando-se aerogeradores com diâmetro de 90 m de diâmetro;
- Pode-se aumentar a produção anual de energia em 1,4 vezes, utilizando-se aerogeradores de mesma potência (=3MW) porém alterando o diâmetro do rotor de 90 para 112 m;



- Quando se tem a mesma quantidade de aerogeradores, aumentando-se apenas o diâmetro do rotor, o incremento no efeito esteira é inferior a 1%;
- A redução na distância entre os aerogeradores, para um mesmo tipo de aerogerador, faz com que o aumento das perdas devido ao efeito esteira seja superior ao aumento da produção, pois enquanto a produção praticamente duplica, o efeito esteira triplica.

## 5.1 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para trabalhos futuros, tem-se:

- Fazer uma análise econômica para se obter o melhor *layout* com o menor custo na repotenciação;
- Testar outros modelos de esteira para se verificar qual deles que melhor se adapta ao comportamento do parque;



## REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T. *Wind power in power systems*. 2. ed. Sussex do Oeste: John Wiley & Sons, Ltd, 2012.

ALBERS, A.; KLUG, H.; WESTERMANN, D. Power performance verification. In: *EWEC-CONFERENCE*-. [S.l.: s.n.], 1999. p. 657–660.

AMENEDO, J. L. R.; FEITO, J. S. Principios de conversión de la energia eólica. In: AMENEDO, J. L. R.; DÍAZ, J. C. B.; GÓMEZ, S. A. (Ed.). *Sistemas Eolicos de Produccion de Energia Electrica*. Madrid: Rueda, S.L., 2003. cap. 3, p. 97–197.

ANEEL, A. N. de E. E. *Potencial Eólico Brasileiro*. 2003. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia\\_eolica/6\\_3.htm](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_eolica/6_3.htm)>. Acesso em: 25 de fevereiro de 2015.

ANEEL, A. N. de E. E. *Banco de informações de geração*. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 27 de março de 2015.

ANTONIOU, I.; PEDERSEN, T. F. *Nacelle Anemometry on a 1MW Wind Turbine: Comparing the power performance results by use of the nacelle or mast anemometer*. [S.l.: s.n.], 1997.

Associação Brasileira de Normas Técnicas. *Execução de levantamento topográfico*: NBR 13133. Rio de Janeiro, 1994.

ASSOCIATION, E. W. E. et al. *The economics of wind energy*. [S.l.]: EWEA, 2009.

BURTON, T. et al. *Wind energy handbook*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2000.

CASTRO, R. M. G. *Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à energia eólica*. Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa, 2003.

- CATALÃO, J. P. *Electric power systems: advanced forecasting techniques and optimal generation scheduling*. [S.l.]: CRC Press, 2012.
- CHOI, J.; SHAN, M. Advancement of jensen (park) wake model. In: *Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–8.
- CURVERS, A.; WERFF, P. Van der. *OWEZ wind farm efficiency*. [S.l.]: ECN, 2008.
- DAMAS, L. B. *Análise de geração e aplicação do método MCP em dois parques eólicos em operação no Brasil*. 215 p. Dissertação (Mestrado), Florianópolis, 2013.
- DENMARK, T. U. of. *Wind Atlas Analysis and Application Program – WAsP*. 2015. Disponível em: <<http://www.wasp.dk/Software/WAsP>>. Acesso em: 1º de fevereiro de 2015.
- ENERGÉTICA-EPE, E. de P. *Informe à imprensa Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2022: Participação das fontes renováveis na geração elétrica crescerá nos próximos 10 anos*. Rio de Janeiro: EPE, 2013.
- ENERGÉTICA, M. de Minas e Energias e Empresa de P. *Plano decenal de expansão de energia 2022*. Brasília: MME/EPE, 2013.
- GONZÁLEZ-LONGATT, F.; WALL, P.; TERZIJA, V. Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 39, n. 1, p. 329–338, 2012.
- GWEC, G. W. E. C. *Global Wind Report 2014*. 2015. Disponível em: <[http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/03/GWEC\\_Global\\_Wind\\_2014\\_Report\\_LR.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/03/GWEC_Global_Wind_2014_Report_LR.pdf)>. Acesso em: 27 de maio de 2015.
- HAU, E. *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. 2. ed. Sidcup: Springer, 2005.
- HUNTER, R. et al. *European wind turbine testing procedure developments. Task 1: Measurement method to verify wind turbine performance characteristics*. [S.l.: s.n.], 2001.

INTERNATIONAL STANDARD. *Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*: IEC 61400-12-1. Genebra, 2005.

INTERNATIONAL STANDARD. *Wind turbines - Part 12-1: Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry*: IEC 61400-12-2. Genebra, 2013.

JAIN, P. *Wind energy engineering*. Nova Iorque: McGraw Hill Professional, 2011.

JOURIEH, M. et al. *Impact of wind turbines interactions on power production*. Paris: 19<sup>ème</sup> Congrès Français de Mécanique, 2009.

KATIC, I.; HØJSTRUP, J.; JENSEN, N. A simple model for cluster efficiency. In: *European Wind Energy Association Conference and Exhibition*. Roma: [s.n.], 1986. p. 407–410.

KIM, H.-W.; KO, K.-N.; HUH, J.-C. Wind turbine power performance testing using nacelle transfer function. *Journal of the Korean Solar Energy Society*, The Korean Solar Energy Society, v. 33, n. 4, p. 51–58, 2013.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind energy explained: theory, design and application*. Amherst: John Wiley & Sons, 2002.

MARTÍNEZ, A. C. Principios de conversión de la energía eólica. In: AMENEDO, J. L. R.; DÍAZ, J. C. B.; GÓMEZ, S. A. (Ed.). *Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica*. Madrid: Rueda, S.L., 2003. cap. 2, p. 27–95.

MIGOYA, E. et al. Comparative study of the behavior of wind-turbines in a wind farm. *Energy*, Elsevier, v. 32, n. 10, p. 1871–1885, 2007.

MOLLY, J. Centrais eólicas: Técnicas, planejamento, financiamento, verificação-curso de energia eólica. *Fortaleza, Ceará, Brasil*, 2005.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. *Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros*. 5. ed. Rio de Janeiro: LTC-Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda, 2012.

OLIVEIRA, C. d. *Curso de Cartografia Moderna*. 2. ed. Rio de Janeiro: IBGE, 1993.

PASSOS, J. et al. *Desenvolvimento de tecnologias de monitoramento e previsão de geração de eletricidade para parques com aerogeradores de grande porte*. 2011. Projeto de P & D, ANEEL: PD 0403-0020/2011.

RENKEMA, D. J. *Validation of wind turbine wake models: Using wind farm data and wind tunnel measurements*. 93 p. Dissertação (Mestrado), Salzbergen, 2007.

STANKOVIC, S.; CAMPBELL, N.; HARRIES, A. *Urban wind energy*. Londres: Earthscan, 2009.

STREETER, V. *Mecânica dos Fluidos, trad. de Muniz, GS e outros*. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil Ltda, 1977.

USAI, R. *Wake influence on onshore wind farms*. 112 p. Dissertação (Mestrado), Danmarks, 2011.

VERMEER, L.; SØRENSEN, J. N.; CRESPO, A. Wind turbine wake aerodynamics. *Progress in aerospace sciences*, Elsevier, v. 39, n. 6, p. 467–510, 2003.

ZUQUETTE, L. V.; GANDOLFI, N. *Cartografia Geotécnica*. São Paulo: Oficina de Textos, 2004.

## APÊNDICE A – CURVAS DE POTÊNCIA DOS AEROGERADORES SIMULADOS

### A.1 MODELO 1 - V90-3.0 MW

Modelo: V90-3.0

Fabricante: Vestas

Tabela 22 – Curva de potência e coeficiente de empuxo para o modelo V90-3.0

<b>Velocidade (m/s)</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>Coef. Empuxo</b>
4,0	0,08	0,8635
5,0	0,19	0,8357
6,0	0,35	0,8333
7,0	0,58	0,8342
8,0	0,89	0,8318
9,0	1,27	0,8055
10,0	1,71	0,7392
11,0	2,15	0,6556
12,0	2,54	0,5683
13,0	2,84	0,4728
14,0	2,97	0,3754
15,0	3,00	0,2972
16,0	3,00	0,2403
17,0	3,00	0,1982
18,0	3,00	0,1661
19,0	3,00	0,141
20,0	3,00	0,121
21,0	3,00	0,1049
22,0	3,00	0,0916
23,0	3,00	0,0807
24,0	3,00	0,0719
25,0	3,00	0,0648

## A.2 MODELO 2 - V112-3.0 MW

Modelo: V112-3.0 MW

Fabricante: Vestas

Tabela 23 – Curva de potência e coeficiente de empuxo para o modelo V112-3.0 MW

<b>Velocidade (m/s)</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>Coef. Empuxo</b>
3,0	0,03	0,897
4,0	0,13	0,817
5,0	0,30	0,808
6,0	0,55	0,804
7,0	0,91	0,798
8,0	1,38	0,794
9,0	1,96	0,785
10,0	2,57	0,711
11,0	2,98	0,563
12,0	3,07	0,407
13,0	3,08	0,306
14,0	3,08	0,240
15,0	3,08	0,193
16,0	3,08	0,158
17,0	3,08	0,132
18,0	3,08	0,111
19,0	3,08	0,095
20,0	3,08	0,082
21,0	3,08	0,072
22,0	3,08	0,063
23,0	3,08	0,056
24,0	3,08	0,050
25,0	3,08	0,045